盐穴地下储气库

YANXUE DIXIA CHUQIKU

丁国生　张昱文　主编



石油工业出版社

责任编辑：邸雪峰
封面设计：赛维玉
责任校对：陈　丽



ISBN 978-7-5021-7691-4
9 787502 176914 >
定价：50.00 元

盐穴地下储气库

丁国生　张昱文　主编

石油工业出版社

内 容 提 要

该书详细介绍了盐穴储气库设计和建造所涉及的相关知识、技术和工艺等，包括盐穴储气库选址、盐层地质评价、盐岩力学特征、盐腔形态设计与稳定性评价、盐腔的建造、注气排卤工艺与完整性评价、盐穴储气库注采运行管理以及建库地面工程，最后以我国金坛盐穴储气库为例，说明盐穴储气库建造的过程。

该书可供从事地下储气库科研人员和技术管理人员以及高等院校相关专业的师生参考。

图书在版编目（CIP）数据

盐穴地下储气库/丁国生，张昱文主编．
北京：石油工业出版社，2010.4
ISBN 978-7-5021-7691-4

Ⅰ．盐…
Ⅱ．①丁…②张…
Ⅲ．天然气-地下储气
Ⅳ．TE822

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2010）第 043216 号

出版发行：石油工业出版社
（北京安定门外安华里 2 区 1 号　100011）
网　址：www.petropub.com.cn
编辑部：（010）64523589
发行部：（010）64523620
经　　销：全国新华书店
印　　刷：保定彩虹印刷有限公司

2010 年 4 月第 1 版　2010 年 4 月第 1 次印刷
787×1092 毫米　开本：1/16　印张：12.5
字数：318 千字　印数：1—2000 册

定价：50.00 元
（如出现印装质量问题，我社发行部负责调换）
版权所有，翻印必究

《盐穴地下储气库》编写组

主　编：丁国生　张昱文

副主编：李建中　魏东吼　杨海军

成　员：郑雅丽　祁红林　田　静　王皆明

崔红霞　冉莉娜　赵艳杰　张刚雄

完颜祺琪　韩冰洁

序　言

天然气地下储气库是天然气上下游产业链中一个重要的不可或缺的组成部分，欧美国家几十年来的天然气利用经验充分证明了地下储气库是最有效、最可靠的调峰和储备手段。目前我国正处在天然气业务快速发展的初期，未来对调峰储气的需求将会不断增长，因此建设与中国未来天然气市场需求相适应的天然气地下储气库，是中国天然气工业可持续发展的重要举措。

盐穴储气库作为一个专门的储气库类型，具有很多其他调峰设施不具备的优势，中国第一座盐穴储气库已经在中国江苏的金坛投入建设和运行，取得了宝贵的盐穴储气库建库经验。尽管如此，盐穴储气库在我国还属于一个新的领域，中国盐穴地下储气库的建设既有较好的发展前景，也还面临着在复杂盐层地质条件下建库的技术挑战。

.中国石油勘探开发研究院廊坊分院自20世纪90年代中期以来就开始从事地下储气库的研究和设计，已经在储气库领域开展了很多工作，承担了很多地下储气库的选址评价和设计。作为中国第一座盐穴储气库选址评价和设计者，编写《盐穴地下储气库》一书，可以系统地总结盐穴地下储气库建库技术、并对今后同类储气库的建设将会大有裨益，起到积极的指导作用。

中国石油勘探开发研究院廊坊分院院长

2010年3月8日

前　言

进入21世纪以来，中国的天然气工业步入了快速发展的轨道，天然气年消费量不断增长，以陕京输气管工程和“西气东输”管道工程为代表的长输管道工程将中国天然气工业带入了一个新的发展高度。与此同时，与天然气管道工程相配套的各种基础设施的建设也如火如荼，其中作为保障安全平稳供气的地下储气库建设取得了长足的进步，并且必将随着中国天然气消费量的不断增长而快速发展。

盐穴型地下储气库是主要的储气库类型之一，具有注采率高、短期吞吐量大、垫层气量低并可完全回收等优点，已在欧美天然气利用较发达的国家普遍采用。我国盐穴储气库建设起步较晚，仅有5年历史，目前金坛盐穴储气库正在建造之中。随着我国天然气工业的不断发展，将会有更多的盐穴地下储气库建成并投入运行，在天然气储备与调峰中发挥重要作用。

盐穴储气库的设计和建造涉及地质评价、岩石力学与稳定性、溶腔设计和建造、盐穴注气排卤工艺、完整性评价、注采运行管理以及地面建设工程等多个学科和领域，是集成多学科为一体的综合技术。

全书共九章，第一章由郑雅丽、张昱文编写，第二章由祁红林、丁国生编写，第三章和第四章由丁国生、冉莉娜编写，第五章由张昱文、赵艳杰、杨海军编写，第六章由丁国生、张刚雄编写，第七章由李建中、王皆明、完颜祺琪编写，第八章由崔红霞、韩冰洁编写，第九章由田静、魏东吼编写，全书由丁国生负责统稿。

在本书的编写过程中，廊坊分院地下储气库中心的任晓萍、汪涤、姜凤光、李春、胥洪成等同志给予了很大帮助；廊坊分院谢荣院教授、中国石油大学（北京）王芝银教授提出了很多宝贵的修改意见；中国石油西气东输管道分公司储气库项目部也给予了大力支持，在此一并表示衷心感谢。

由于本书设计内容较多，加之编者的水平有限，如有不妥之处，敬请读者批评指正。

本书编写组

2010年3月

目　录

第一章　绪论 …… (1)
第一节　盐穴地下储气库的发展历史 …… (3)
第二节　盐穴储气库术语 …… (4)
第三节　盐穴储气库建库基本原理 …… (6)
一、建库目标库址的确定 …… (6)
二、建库方案设计 …… (6)
三、储气库施工建设 …… (7)
第四节　国外盐穴储气库介绍 …… (8)
一、美国盐穴地下储气库 …… (8)
二、德国盐丘/盐层气库 …… (11)
第二章　盐穴储气库建库地质条件 …… (14)
第一节　盐岩物理、化学性质 …… (14)
一、盐岩的物理性质 …… (14)
二、盐岩的化学性质 …… (15)
三、矿石矿物原料特点 …… (15)
四、石盐矿床的类型 …… (16)
第二节　盐穴储气库建库地质条件 …… (19)
一、勘探目标筛选 …… (20)
二、目标库址的勘探 …… (24)
三、目标库址建库地质评价 …… (31)
四、建库区块选择 …… (44)
第三章　含盐系地层岩石力学特征 …… (46)
第一节　岩石力学特征测定方法 …… (46)
一、岩石力学实验设备 …… (46)
二、岩心试样处理和加工 …… (47)
三、常规力学实验 …… (47)
四、蠕变实验 …… (52)
第二节　含盐系地层岩石短期强度特征 …… (53)
一、盐岩的力学参数 …… (53)

二、盐岩的应力—应变关系 …… (54)
三、盐岩应变硬化—软化特征 …… (55)
四、盐岩的破坏特征 …… (55)
五、含夹层盐岩及泥岩的短期强度特征 …… (55)
第三节　盐岩蠕变特征 …… (56)
一、盐岩蠕变不同阶段 …… (57)
二、含盐系地层岩石蠕变力学特性 …… (57)
三、盐岩蠕变本构关系 …… (58)
第四章　盐腔形态设计与稳定性 …… (62)
第一节　设计原则 …… (62)
一、单腔设计技术要求 …… (62)
二、腔群设计技术要求 …… (62)
第二节　稳定性评价 …… (63)
一、内容 …… (63)
二、方法 …… (64)
三、标准 …… (71)
四、工程应用 …… (72)
第五章　盐穴的建造 …… (82)
第一节　造腔基本原理 …… (82)
第二节　造腔基本过程 …… (83)
一、建槽期 …… (83)
二、造腔期 …… (83)
三、封顶期 …… (83)
第三节　造腔工程设计 …… (83)
一、造腔方案设计 …… (84)
二、造腔工艺 …… (88)
三、造腔前套管检验和井筒密封性检测 …… (92)
四、造腔过程控制 …… (92)
第四节　造腔过程中的形态预测与检测 …… (94)
一、水溶造腔机理 …… (95)
二、水溶造腔数值模拟 …… (97)
三、水溶造腔影响因素 …… (103)
四、盐腔的检测 …… (109)
第五节　盐穴建造的钻完井工程 …… (112)

一、盐穴储气库钻井特征 …… (112)
二、钻井井型优选 …… (112)
三、井身结构设计 …… (114)
四、钻井液优选 …… (119)
五、套管柱设计 …… (119)
六、注水泥设计 …… (121)
七、完井方法 …… (122)
八、井口装置 …… (122)
第六节 卤水处理 …… (122)
第六章 盐穴储气库的密封性评价及注气排卤工艺 …… (124)
第一节 盐穴储气库的密封性评价 …… (124)
一、盐穴储气库密封性检测目的 …… (124)
二、盐穴储气库密封性检测方法 …… (125)
三、盐穴储气库密封性检测评价标准与评价参数 …… (126)
四、盐穴密封性能风险分析及影响因素 …… (128)
五、盐穴密封性测试引起的瞬变现象 …… (133)
六、典型密封性检测实例 …… (135)
第二节 盐穴储气库注气排卤工艺 …… (136)
一、工艺方案 …… (136)
二、具体施工步骤及要求 …… (137)
三、施工资料录取要求 …… (145)
第七章 储气库库容计算与注采运行模拟 …… (146)
第一节 库容计算 …… (146)
一、单腔库容计算 …… (147)
二、单腔工作气量计算 …… (149)
第二节 盐腔注采运行模拟 …… (151)
一、盐穴储气库注采计算模型 …… (151)
二、盐腔运行过程的热动力平衡 …… (154)
三、盐腔运行动态模拟 …… (155)
第三节 水合物的形成与防治 …… (162)
一、水合物生成判定及生成区间预测 …… (163)
二、水合物生成状况模拟分析 …… (166)
三、防治水合物生成的措施 …… (167)
第八章 地面工艺及主要设施 …… (169)

第一节　储气库地面工艺及设施 …… (169)
一、配套建设工程范围 …… (169)
二、站址选择及布置 …… (170)
三、基础数据 …… (171)
第二节　注采气站及主要工艺 …… (172)
一、注采气站的组成 …… (172)
二、注采气规模的确定 …… (173)
三、压缩机选择 …… (173)
第三节　造腔采卤站工艺 …… (175)
一、造腔采卤站规模确定 …… (175)
二、造腔采卤站工艺 …… (175)
三、主要工艺流程 …… (175)
第四节　自动化控制 …… (176)
一、自动化控制系统组成及功能 …… (176)
二、自动控制水平 …… (176)
三、主要检测控制方案 …… (177)
第五节　主要设施 …… (177)
第九章　金坛盐穴地下储气库建库应用与实践 …… (179)
第一节　建库区地质特征 …… (179)
第二节　盐腔设计与建造 …… (181)
一、单腔形态设计 …… (181)
二、盐腔运行压力及对应的盐腔温度的确定 …… (181)
三、单腔库容参数 …… (181)
四、盐腔的建造 …… (181)
第三节　建库总体规模与方案 …… (183)
一、建库规模 …… (183)
二、建库方案 …… (183)
第四节　项目实施效果 …… (184)
一、工程建设进程 …… (184)
二、实施效果 …… (185)
三、注采气生产运行状况 …… (185)
参考文献 …… (187)

第一章 绪 论

天然气地下储气库是将从天然气田（藏）中采出的天然气，重新注入地下具备封闭条件的储集空间中，从而形成的一种人工气田（藏）。

目前世界上天然气地下储气库主要有枯竭油气藏、含水层、盐穴、废弃矿坑及岩洞储气库等类型，其中后两种数量较少。

根据2009年10月阿根廷第24次世界天然气大会储气库工作委员会的统计（Dr Vladimir Onderka *et al.* 2009），世界上35个国家运营着各类地下储气库630座，总有效工作量达3524.81×$10^8$$m^3$（表1-1）。这些运营的储气库中最主要的类型是枯竭油气藏型，有467座，占总数的74.1%；其次是含水层型，占13.7%；盐穴型占11.7%，岩洞及废弃矿井型较少，分别为0.3%、0.2%（图1-1）。

表1-1 世界各地区天然气地下储气库统计表

国家	油气藏（座）	盐穴（座）	含水层（座）	岩洞（座）	废矿井（座）	总数（座）	工作气量（×$10^8$$m^3$）
美国	307	31	51			389	1106.74
加拿大	43	9				52	164.13
德国	15	23	7		1	46	203.15
俄罗斯*	15		7			22	955.61
法国		3	12			15	119.13
乌克兰	11		2			13	318.80
意大利	11					11	167.55
捷克共和国	6		1	1		8	30.73
奥地利	6					6	41.84
中国	5	1				6	11.40
波兰	5	1				6	16.60
罗马尼亚	6					6	27.60
英国	3	3				6	37.00
匈牙利	5					5	37.20
澳大利亚	4					4	11.34
日本	4					4	5.50

续表

国家	油气藏（座）	盐穴（座）	含水层（座）	岩洞（座）	废矿井（座）	总数（座）	工作气量（$\times 10^8 m^3$）
哈萨克斯坦	1		2			3	42.03
荷兰	3					3	50.00
乌兹别克斯坦	3					3	46.00
阿塞拜疆	2					2	13.50
白俄罗斯	1		1			2	7.50
丹麦		1	1			2	8.20
斯洛伐克	2					2	27.20
西班牙	2					2	14.59
土耳其	2					2	16.00
阿根廷	1					1	1.00
亚美尼亚		1				1	1.10
比利时			1			1	5.50
保加利亚	1					1	5.00
克罗地亚	1					1	5.58
爱尔兰	1					1	2.10
吉尔吉斯斯坦	1					1	0.60
拉脱维亚			1			1	23.00
葡萄牙		1				1	1.50
瑞典				1		1	0.09
合计	467	74	86	2	1	630	3524.81

* 俄罗斯包括 $300 \times 10^8 m^3$ 战略储备气量。

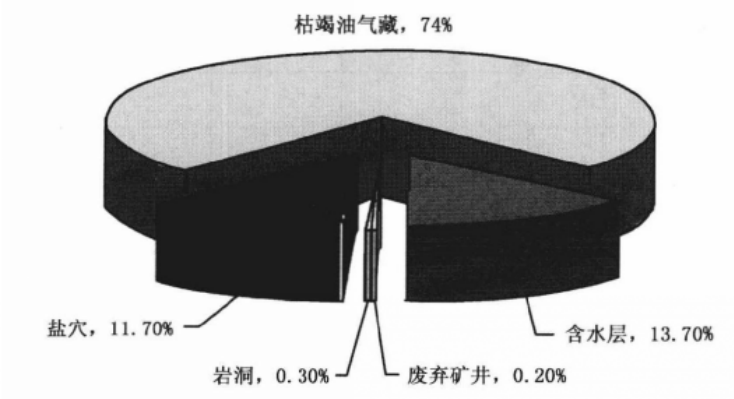


图 1－1　世界不同类型天然气地下储气库数量统计图

第一节　盐穴地下储气库的发展历史

盐穴地下储气库（简称“盐穴储气库”）是利用地下较厚的盐层或盐丘，采用人工方式在盐层或盐丘中水溶形成洞穴储存空间来存储天然气。自1959年苏联建成第一个盐穴地下储气库，目前世界上有74座盐穴储气库在运行，占储气库总数的11.7%。其中美国31座，德国23座，加拿大9座，法国3座，英国3座，波兰、丹麦、亚美尼亚、葡萄牙、中国各1座；总工作气量为161.98 $\times 10^8 m^3$，占总工作气量的4.6%（表1-2）。

表1-2　世界各地区天然气盐穴地下储气库统计表

地区	国家	储气库（座）	垫气量（$\times 10^8 m^3$）	工作气量（$\times 10^8 m^3$）	库容量（$\times 10^8 m^3$）	注采井（口）
北美	美国	31	23.32	50.27	73.59	149
	加拿大	9	2.14	6.12	8.26	34
小　计		40	25.46	56.39	81.85	183
欧洲	德国	23	26.3	78.86	105.16	173
	法国	3	7.14	9.73	16.87	36
	英国	3	2.25	5	7.25	11
	丹麦	1	3	4.2	7.2	7
	波兰	1	1.71	3.8	5.51	10
	葡萄牙	1	0.5	1.5	2	3
小　计		32	40.9	103.09	143.99	240
中东	亚美尼亚	1	0.25	1.1	1.35	18
亚洲	中国	1	0.83	1.4	2.23	6
合　计		74	67.44	161.98	229.42	447

用盐丘或盐层储藏的技术最初是德国人Erdol在1916年8月获得的专利，这个专利思想最初是在20世纪50年代初期的美国应用，而世界上第一座盐丘或盐层储气库却是于1959年苏联建成的。

美国于1961年在密歇根州Marysville首次利用盐穴进行储气，这是一个废弃的盐矿，由密执根天然气公司完成。该气库自1968年开始供气，采气量为82.12 $\times 10^4 m^3/d$，注气量是34 $\times 10^4 m^3/d$，工作气量为600 $\times 10^4 m^3$，压力为7.2MPa。1970年密西西比Eminence盐丘储气库完成，该储气库当时由2个单腔构成，埋藏深度为1737～2042m，由于上述两个单腔收缩率达到40%，2006年时已废弃，运营的其他7个单腔顶面构造深度731m，工作气量为4.25 $\times 10^8 m^3$。美国运行的31座盐穴储气库多数于20世纪90年代投入运营，1990年至2000年间投产了17座。31座盐穴储气库顶面构造深度一般为600～1300m，运行上限压力

为7.2～24.8MPa。在用气季节高峰期，盐穴地下储气库能够保证采出40%以上的天然气，最大采气量可达$180\times10^4m^3/d$。

加拿大第一座盐穴储气库建于萨斯喀彻温省（Thoms R L，et al. 2000），于1963年开始运行，该气库埋深1128m，储气空间为$5\times10^4m^3$。截至2009年运行的9座盐穴储气库顶面构造深度一般为1000～1200m，运行上限压力为15.2～26.7MPa，最大采气量为$70\times10^4m^3/d$。

法国首座盐穴储气库Tersanne（Thoms R L，et al. 2000）于1970年开始投入使用，气库埋深介于1400～1500m之间，单腔高度150m，库容量为$3.32\times10^8m^3$，运行压力为8～24MPa，工作气量为$2.04\times10^8m^3$。另两座储气库分别建成于1980年、1993年，单腔顶面构造深度分别为1400m、1000m，高度分别为150m、250m，工作气量分别为$4.52\times10^8m^3$、$2.12\times10^8m^3$。

德国于1971年在基尔市附近的Honigsee（Thoms R L，et al. 2000）盐丘上建造了首座盐穴储气库，深度为1307～1335m。截至2009年运行的23座盐穴储气库顶面构造深度一般为500～1500m，运行上限压力为10～23.9MPa，最大采气量为$215\times10^4m^3/d$。

英国于1974年建成了其首座盐穴储气库，由两个单腔构成，工作气量为$0.75\times10^8m^3$。其后在1980年建成了第二座，由9个单腔构成，顶面构造深度为1800m，工作气量为$3.17\times10^8m^3$。

法国燃气公司拥有3座盐穴储气库，分别建于1970年、1980年和1993年，单腔顶面构造深度分别为1400m、1400m和1000m，工作气量分别为$2.04\times10^8m^3$、$4.52\times10^8m^3$和$2.12\times10^8m^3$。

另外亚美尼亚、丹麦、波兰分别于1964年、1986年和1997年建成各自的首座盐穴储气库，工作气量分别为$1.1\times10^8m^3$、$4.2\times10^8m^3$和$3.4\times10^8m^3$。

总体来看，国外利用盐穴作为储气库的历史最早可以追溯到20世纪50年代，其后该项技术在北美及欧洲推广，法国、德国、英国和丹麦等相继建成盐穴储气库，截至2009年世界上的74座盐穴储气库已建成总库容量为$229.42\times10^8m^3$，工作气量为$161.98\times10^8m^3$，工作气量占库容量的70.6%。

我国对盐穴储气库的研究始于1999年，初期主要是对国内的盐矿进行调查，初步评价各盐矿的建库地质条件。随着西气东输战略工程的实施，2001年1月启动了西气东输工程建设天然气地下储气库工程可行性研究项目，确定了江苏金坛作为国内首个盐穴储气库建库目标；2005年4月完成了西气东输金坛地下储气库地下建设工程初步设计；2006年8月完成了金坛第一批15口新井的钻井施工作业；2005年1月金资井首先开始造腔作业，2006年7月完成了6口老腔改造与利用的施工作业，并形成$1.1\times10^4m^3$储气能力。总之国内首座盐穴储气库工程——金坛盐穴储气库工程的建设正在进行之中，设计单腔有效储气空间为$25\times10^4m^3$，有效工作气量为$2550\times10^4m^3$，第一批储气库井预计于2010年上半年完成造腔，届时可形成$3.8\times10^4m^3$调峰能力。

第二节　盐穴储气库术语

盐丘（salt dome）：主要由盐岩组成呈穹隆状分布的地层。

盐层（salt bed）：主要由盐岩组成层状分布的地层。

盖层（caprock）：盐层上覆的非渗透性地层。

顶板（roof pillar）：经溶滤后盐腔顶界与盐层顶界之间保留的盐体。

底板（bottom pillar）：经溶滤后盐腔底界与盐层底界之间保留的盐体。

盐腔（salt cavity）：通过人工溶滤方式在盐岩构造内形成的地下洞穴。

单腔（individual cavity）：盐层中由单井溶滤方式形成的独立盐腔。

腔群（cavern cluster）：一定范围内多个盐腔的集合。

已有采卤盐腔（existing cavern）：以采卤为目的，溶滤时对形态未经人工控制的盐腔。

上限压力（maximum operation pressure）：盐腔使用过程中，在套管鞋处允许的最大压力。

下限压力（minimum operation pressure）：盐腔使用过程中，在套管鞋处允许的最小压力。

矿柱（salt pillar）：相邻盐腔之间保留的盐体。

矿柱宽度（pillar width）：相邻盐腔边界之间的最小距离。

盐腔闭合（cavity convergence）：在应力作用下，盐岩体蠕变造成盐腔体积减小的现象。

盐腔稳定性（salt cavity stability）：盐腔不发生力学破坏及过度变形，保持整体稳定。

盐腔有效体积（cavity free volume）：盐腔内可以储存天然气的体积。

库存量（cavity stock）：在一定的温度压力时，盐腔内可容纳的天然气折算为标准状况下的天然气体积量。

最大库容量（maximum cavity stock）：原始盐层温度，上限压力时，盐腔内可容纳的天然气折算为标准状况下的天然气体积。

垫气量（cushion gas stock）：原始盐层温度，下限压力时，盐腔内可容纳的天然气折算为标准状况下的剩余天然气体积。

最大工作气量（maximum working gas stock）：原始盐层温度条件下，从上限压力到下限压力，允许从盐腔中采出的标准状况下的天然气体积，即最大库容量与垫气量之差。

造腔（solution mining）：在一定的控制条件下，把淡水或不饱和卤水注入盐层或盐丘中，通过溶解盐岩并排出卤水，从而在地下形成特定形态的储存空间。

底坑（sump）：造腔初期建造的用于盛装盐岩中不溶物的空间。

垫层（blanket）：一种比水密度低且不能溶解盐的气态或液态物质，此种物质可以有效控制盐岩溶解范围，保护生产套管鞋，控制盐腔形态。

正循环（direct circulation）：造腔过程中，从中心管中注入淡水（或低浓度卤水），从中心管和中间管之间的环形空间中排出卤水的流体循环过程。

反循环（reverse circulation）：是指造腔过程中，从中心管和中间管之间的环形空间中注入淡水（或低浓度卤水），从中心管中排出卤水的流体循环过程。

中间管（intermediate tubing）：悬挂于生产套管之中，其与生产套管之间的环形空间用于储存垫层材料的管柱。

中心管（central tubing）：悬挂于中间管之中，并与中间管一起实现注水和卤水排放作业的管柱。

环形空间保护液（annulus protecting fluid）：完井作业时，在封隔器、生产套管、注采管柱和井口组成的密闭环形空间内注入的具有防腐功能的液体。

井下安全阀（subsurface safety valve）：安装于井下注采管柱上的，用于紧急状态下自动

关闭气体流动通道的装置。

注采管（injection and production tubing）：指组成注采管柱的气密封油管。

注采管柱（injection and production tubing assembly）：由注采管和井下工具组成，是连接盐腔和地面管线的注气和采气管柱通道，同时也是注气排卤作业中形成注气通道的油套环形空间的外层管柱。

注气排卤（gas injection and debrining）：通过注采管柱和排卤管柱间的环形空间注入天然气，同时通过排卤管柱排出卤水的作业过程。

注气排卤井口（wellhead for gas injection and debrining）：在盐穴储气库井口悬挂注采管柱和排卤管柱，满足注气排卤和注采气需要的专用装置。

卤水（brine）：造腔过程中从井内返出的溶滤盐岩形成的水溶液。

排卤管（debrining tubing）：组成排卤管柱的油管。

排卤管柱（debrining string）：由排卤管和井下工具组成，是注气排卤作业中将卤水排到地面的管柱通道。

第三节　盐穴储气库建库基本原理

盐穴的形成一般采用水溶方式完成，盐岩的主要矿物成分为氯化钠等，其中，钠盐含量一般为70%～90%或以上。钠盐易溶于水，水溶建库正是利用盐岩的这种物理性质，在地面打一口井钻至盐床内部，将淡水（地表水或地下水）用泵通过造腔管柱泵入盐层，水洗溶盐后，从井下抽出，返出地面加以处理或利用。在人工控制的情况下连续不断地溶滤，盐层中水洗溶盐形成的空间逐渐扩大，最终形成达到设计要求的地下盐穴。地下盐穴形成后，向其中注入天然气将卤水驱替出来，即完成了盐穴储气库的建设过程。盐穴储气库的建造大致经历以下几个阶段或过程：建库目标库址的确定、建库方案设计、储气库施工建设。

一、建库目标库址的确定

本阶段的目的是确定储气库建库目标、区块及层段，分为如下两个阶段。

（一）区域普查，确定建库目标库址

大多数盐岩矿床是通过地震普查、油气勘探钻井或盐矿开采过程中发现的。本阶段的任务就是利用现有的物探、钻探、地球物理测井及盐矿的水采等资料开展盐岩矿床构造、断裂系统、盐岩分布规律、含盐层系内部结构，盖层分布及封闭性、盐岩稳定性等分析评价，初步评价盐岩矿床是否具备建设盐穴储气库的基本条件。

（二）建库区块及层段的确定

本阶段借助地震、探井、采盐井或新钻资料井的手段，来确定盐体的埋深、分布、形态、边界、盖层特征和地层层序；借助岩心资料分析盐层及夹层的物理化学特性、分析盖层及夹层的密封性、分析含盐地层的力学特性，评价优选有利的建库区块及层段。

二、建库方案设计

建库方案设计包括储气库建设地质方案及工程方案（钻完井工程、造腔工程、注气排

卤工艺、地面工程）两个方面。

（一）储气库建设地质方案

通常称之为建库方案，方案设计，此阶段重点评价盐岩在力学上的长期稳定性和闭合速度，考虑单腔的深度、体积、几何形态、高宽比、顶部形态、盖层的特性和完整性，确定单腔的基本形态参数及运行压力范围、合理注采气速度，同时确定合理的安全矿柱宽度，完成建库部署设计方案。

（二）储气库建设工程方案

钻完井工程：包括井身结构、套管程序、钻井液设计、钻机选择、固井液设计、水泥浆配方等。

造腔工程：包括造腔管柱优选、水力计算、阻溶剂设计及盐腔检测等。

注采气排卤工艺：包括注采管柱设计、注气排卤管柱设计、注气排卤施工程序和设备等。

地面工程：包括注采气站、输气干线、集输系统、公用工程、生产组织及定员等。

此外，还包括安全、环保、职业卫生、自然灾害评估等及其预案。

三、储气库施工建设

储气库施工建设要严格执行国家与行业现行的有关标准、规程和规范，严格按照设计进行施工，同时要保证重视整个工程所涉及范围内生态环境的保护。

储气库的施工建设是项复杂的系统工程，除了相配套的地面设施、设备、管线的建设外，还包括钻井、造腔、注气排卤等方面。

盐穴储气库一般由多个单腔构成，一般采用直井单腔的钻井方式。储气库建设步骤如下。

（1）钻完井：储气库井根据设计方案钻至设计深度后，下入设计尺寸的套管固井；然后再在套管内从外向内依次下入中间管和中心管，安装造腔井口装置。

（2）造腔：是个有控制的水溶采卤过程，在采卤管柱下到盐层内以后，由高压大排量离心泵，通过地面管汇和采卤管柱，将淡水注入盐层，溶解盐层后形成卤水，再返回地面处理利用或排放。不间断地注入淡水和返出卤水，在盐层中便形成越来越大可供储存天然气的空间。为了建造规定体积和形态的稳定盐腔，造腔初期（建槽）和末期（修整）使用正循环，其余大部分时间使用反循环，在造腔不同阶段要及时调整管柱下入深度、阻溶剂界面位置、注入淡水排量。在盐腔建造完成之后，测量有效体积和形态，测试对气体的密封能力，评价各部位的稳定性能。

（3）注气排卤：造腔作业完成后拆除井口装置，再下入注采气油管柱，通过密封性检测合格后，开始注气排卤作业。注气排卤过程是从油管环形空间向盐穴内注入天然气，卤水通过油管被置换到地面。这是盐穴地下储气库首次注入天然气的作业，标志着从建设阶段向生产运行阶段的过渡。

（4）注采排卤作业结束后，从井内起出排卤油管柱，安装注采天然气井口，至此，完成了盐穴储气库地下工程建设，可以转入储气库的正常运行。

值得指出的是：在造腔过程不同阶段及造腔结束需要对盐腔形态进行检测；须对完钻井眼、完成的盐腔及井口装置、下入管柱等进行密封性检测。

第四节　国外盐穴储气库介绍

根据2009年10月阿根廷第24次世界天然气大会储气库工作委员会的统计，目前世界上运营的74座盐穴储气库主要建造在北美和欧洲，以美国和德国居多，其中美国31座、德国23座，工作气量分别为$50.27\times10^8m^3$、$78.86\times10^8m^3$（表1-2）。下面介绍一下美国和德国盐穴地下储气库的情况。

一、美国盐穴地下储气库

1961年在美国密执安圣克莱尔县首次用盐穴储气，随后在得克萨斯州、路易斯安州、密歇根州、堪萨斯州、阿尔巴马州等相继建成了一批盐穴地下储气库。美国建成的盐穴地下储气库中，用来储天然气的149个盐穴，总库容量为$73.58\times10^8m^3$，工作气量为$50.27\times10^8m^3$（表1-3）。

表1-3　美国各地区天然气盐穴地下储气库统计表

序号	储气库名称	投产年份	工作气量（$\times10^6m^3$）	垫气量（$\times10^6m^3$）	峰值采气量（$\times10^3m^3/h$）	盐腔数（个）	地　层	构造深度（m）	上限压力（bar）	盐层厚度（m）
1	Bethel	1974	184.1	116.1	707.9	3	Louanne Domal Salt	1308	225.5	304.8
2	Bethel II	1989	201	84.9	707.9	2	Louanne Domal Salt		212.4	
3	Clemens Terminal	1985	42.2	22.8	88.5	1	Clamens Salt Dome	859	137.9	300.5
4	Egan	1995	594.6	130.3	1769.8	3	Louann Domal Salt	1128	206.8	414.5
5	Eminence	1970	424.7	218.5	1769.8	7	Eminence Salt Dome	732	241.3	
6	Hattiesburg Gas Storage	1990	99.1	56.6	412.9	3	Petal Salt Dome	610	108.2	
7	Jefferson Island	1996	160.6	90.6	825.9	2	Salt Dome	1219	225.5	335.3
8	Keystone Gas Storage	2002	141.6	42.5	354	5	Salado Salt with anhydrate layers	579	103.4	243.8
9	Lacey Field	1973	5	2.1	29.5	2	Silurian A-2 Bedded Salt	945	103.4	39.6
10	Markham	2007	544.6	241.7	1.2	4	Markham Salt Dome	1042	179.3	457.2
11	McIntosh Salt Dome	1994	169.9	53.8	707.9	2	Louann Salt	1219	213.7	304.8
12	Morton 16 Field	1961	5.5	4.5	70.8	1	Silurian B - Bedded Salt	637	72.4	46.3
13	Morton 17-21A Field	1978	56.6	41.1	70.8	5	Silurian B - Bedded Salt	595	72.4	62.8
14	Moss Bluff	1990	444.6	124.6	1179.9	3	Louann Domal Salt	762	137.9	472.4

续表

序号	储气库名称	投产年份	工作气量（$\times10^6m^3$）	垫气量（$\times10^6m^3$）	峰值采气量（$\times10^3m^3/h$）	盐腔数（个）	地　层	构造深度（m）	上限压力（bar）	盐层厚度（m）
15	Napoleonville	2002	203.1	107.4	0.7	1	Domal Salt		112.1	
16	North Dayton	1988	115.8	60.9	589.9	2	Louann Domed Salt	1067	181	213.4
17	Petal Gas Storage	1993	269	120.3	1120.9	2	Petal Salt Dome	1280	220.6	
18	Pierce Junction	2005	80.7	17	0.3	1	Pierce Junction Salt Dome		113.3	
19	Salado #1	1993	28	11.9	236	1	Salado Salt		137.9	243.8
20	Salado #2	1995	30.3	13	236	1	Salado Salt		137.9	243.8
21	Salado #3	1996	24.9	11.6	236	1	Salado Salt		137.9	243.8
22	Saltville	1996	116.1	62.3	318.6	11	MacCrady Bedded Salt	785	165.5	91.4
23	Seneca Lake Storage	1996	41.1	16.4	171.1	2	Syracuse Salt	570	94.1	243.8
24	Sorrento	1990	77.6	94.9		1	Domal Salt		204.8	
25	Sorrento II	1990	47.7	69.3		1	Domal Salt		223	
26	Spindletop (Centana)	1992	243.3	107	589.9	3	Louann Domed salt	1220	215.5	304.8
27	Spindletop (Sabine)	1992	198.2	141.6	566.3	2	Spindletop Salt	1250	206.8	243.8
28	Stratton Ridge 1	1991	169.9	113.3	177	1	Stratton Ridge Dome		151.7	
29	Stratton Ridge 2	1985	40.8	25.4	177	2	Salt	701	137.9	
30	Wilson Storage Facility	1981	181.2	113.3	943.9	4	Boling Salt Dome	1067	175.1	
31	Yaggy	1993	84.9	16	295	70	Hutchinson Salt	193	44.5	106.7
合　计			5026.7	2331.7	14355.4	149				

注：1 bar = 10^5 Pa（下同）。

美国许多地方都有大量的盐沉积，盐岩所具有的独特性能使其成为理想的地下储气库。典型的盐丘呈纵轴向对称，直径约为1609m，高约为1000m，距地表约为500m。盐丘基本是由盐岩和分散的、约占总质量5%的硬石膏颗粒组成。盐丘通常上覆±170m由硬石膏、石膏、钙等组成的孔隙和裂缝性盖层。盐穴几何形态一般直径为65m、长为250m，一个盐丘常建造多个盐穴。盐穴的建造需要开展以下工作。

（一）选址

选址应从盐岩的特征、用来造腔的水源、采出卤水的处理方式、距天然气集输管道的距

离等方面综合分析。

大多数已知盐沉积都是在油气钻探和地震普查中发现的，有必要做进一步的钻探工作以检测盐丘的边界及其位置。

造腔所需的水量约是盐穴体积的7～10倍，同时还要考虑如何处理这些水。

（二）深度和形态

由于盐丘与层状盐岩的特点不同，故盐穴的设计也不同。在盐丘中深度选择比较灵活，最深可达1800m，但要考虑由于压力和温度影响造成的盐岩蠕变。在层状盐岩沉积中，不宜建造埋深较大的气库，层状盐岩盐穴的理想形态应是球形。如果盐岩和上覆层显示其构造强度适宜，则盐穴的高与直径比可小于1:1。

高压下，较小盐穴储存的工作气量可与浅层低压较大气库相同。研究表明，考虑到盐岩特性、钻井和滤洗盐穴所需的费用、工作压力和温度、压缩性和运行费用等因素，盐穴的最佳深度为1170～1500m。

（三）间距

套管鞋位置与盐层顶界、与盐穴顶部的距离影响着盐穴的完整性，必须预留足够的厚度来保证套管能够胶结在盐岩层段中。

在大多数情况下，考虑到盐穴顶部岩层或盐穴附近发生蠕动变形将会损坏套管，套管鞋距盐穴顶部要有一段距离，一般用来建库的盐岩厚度应为100～150m，这样才能保证良好的固井质量和足够的顶部支撑。

相邻盐穴间的距离是分隔盐穴的矿柱宽度。矿柱宽度与两个盐穴直径的平均值之比与岩柱的相对载荷有关。给定盐柱宽度，盐穴越大，盐柱的载荷越大。

（四）压力

理论上，盐穴能够承受的内压等于上覆岩层施以的重量，而该重力又不致使盐岩层破裂。从储气库发展历史来看，盐穴的最大压力设计基于垂直应力梯度为2.262MPa/m的假设。盐丘盐穴的实际垂直应力梯度可以根据测井资料计算得出，一般介于2.126～2.262MPa/m之间。

加上安全系数，生产套管鞋处的最大允许压力是盐丘上覆岩层压力0.80～0.85倍。得克萨斯的最大允许压力梯度是0.85，即是垂直应力的0.85～0.90倍，这与该深度上覆岩层的密度相关。

有些盐岩中不溶物质含量较大，为保证安全，层状盐岩盐穴在较低的最大压力下运行，最大工作压力介于上覆岩层压力0.65～0.75倍之间。

在应力差的作用下，盐岩将发生塑性变形或蠕动。盐穴的蠕变程度和总的闭合度与应力差、盐岩温度以及盐岩固有强度的大小有关。此外盐岩盐穴的闭合度还取决于其运行时间。盐穴的压力越低，闭合度越大，低压下运行的时间越长，累计闭合度越大。

（五）建造盐穴

盐穴建造通常都是单井完井的，盐穴的滤洗速度受限于滤洗管柱的尺寸，而同时也受限于固井套管的尺寸。

滤洗盐穴的第一步是在盐洞中放入某种保护层材料。这种材料可以控制盐岩盐穴的顶部形态。如果控制不当，将使盐穴顶部溶解，破坏其几何形态并影响其保持压力的能力。这类保护层材料一般是抗腐蚀、不溶于水而且轻于水的烃类（例如：丙烷、丁烷和柴油等），浮于卤水表层上以防止溶解盐岩上部。

开始滤洗盐穴时，要建造一个沉井以盛装盐岩中的不溶物质。此后采用正循环或反循环滤洗盐穴。建造盐穴前，要做计算模拟以确定滤洗管柱的位置。盐穴建造期间，悬管至少要重新配置一次以获得要求的几何形态。其间，还要阶段性地暂时停止滤洗盐穴，并用声纳探测监测盐穴建造的进展情况。盐穴建成后，要做机械完整性测试以确定盐穴不会泄漏。

美国盐穴地下储气库主要指标如下。

（1）工作气量：（0.5～2.5）$\times 10^8 m^3$；

（2）盐穴数：盐丘构造2～4个，盐层构造2～9个；

（3）盐穴深度：600～1300m；

（4）盐穴直径：60m；

（5）盐穴高度：240m；

（6）盖层厚度：90～150m；

（7）允许压力梯度：1.9～2.0MPa/m；

（8）允许盐穴体积损失速度：1.0%；

（9）垫层气量与有效气量之比：0.6；

（10）工作压力：8.0～20.0MPa；

（11）建设周期：40个月（按有效气量$170 \times 10^6 m^3$计）。

二、德国盐丘/盐层气库

利用盐丘/盐层储藏技术最初是由德国人Erdol在1916年8月获得专利，之后于1971年开始建造盐穴地下储气库。

德国盐穴地下储气库的分布大多在北部地区，盐岩埋深为500～1500m，盐层厚度为100～550m，盐质纯度达98%。根据调查用来储天然气的173个盐穴，总库容量为$105.16 \times 10^8 m^3$，工作气量为$78.86 \times 10^8 m^3$，单个直径为50～80m，高度最大为550m，一般为100～300m（表1-4），单腔体积一般大于$30 \times 10^4 m^3$。

在德国建造大型储气库的最佳库址就是盐丘，但盐丘的盐岩构造较为复杂，各层交错重叠，这是其不利因素（图1-2）。盐丘内部构造引起的非均质性并不是建造地下储气库的主要问题，重要的是盐岩的厚度和上覆岩层构造。

设计盐穴时，应充分考虑岩石在力学上的稳定性及盐穴的闭合速度。盐穴稳定性和闭合速度受盐穴的体积、埋藏深度、矿柱宽度、上下限压力等因素影响，通常利用数值算法和计算机模拟技术进行稳定性的评价。

储气库施工的第一步是钻井，然后开始造腔，即将淡水或含盐量较低的水（如海水），通过中心管柱泵入盐穴内，溶解盐岩并逐渐达到饱和后通过环形空间排至地面。盐穴水平方向上的扩展，很大程度上取决于盐岩的物理、化学特性。均质盐岩中，盐穴通常环井筒轴扩展，各向异性的含盐地层中，盐穴常呈不规则状。盐穴滤洗过程中其形态的发展变化，可以根据完钻岩心、测井资料及盐岩的物理—化学性质等资料，进行模拟预测。

为控制盐穴的滤洗过程，德国人认为须进行以下工作：根据每天注入淡水量、排出卤水量及其浓度，用物质平衡方法计算盐穴的体积；用声纳探测方法测定盐穴的形态、大小及位置。通常情况下，每增加$5 \times 10^4 m^3$或$10 \times 10^4 m^3$即进行一次声纳探测。如遇复杂情况，可做中途探测。应时刻注意监测、控制隔离液/卤水的界面，否则可能导致盐穴顶部形态失控。

造腔完成后气体通过9⅝～4½in的环形空间注入，卤水则通过4½in的管柱排至地面，

表 1-4　德国各地区天然气盐穴地下储气库统计表

序号	储气库名称	投产年份	工作气量（$\times10^6m^3$）	垫气量（$\times10^6m^3$）	峰值采气量（$\times10^3m^3/d$）	注气量（$\times10^3m^3/h$）	盐腔数（个）	地　层	构造深度（m）	下限压力（bar）	上限压力（bar）	盐腔高度（m）	盐腔直径（m）	盐腔间距（m）	年收缩率（%）
1	Bad Lauchstädt Caverns	1979	572	280	1100	833	18	Zechstein 2	820	15	150	100～165			0.4
2	Bernburg	1974	993	297	1458	500	32	Zechstein 2	480	10	100	70～180			0.3
3	Bremen Lesum SWB	1989	68	15	160		2	Zechstein	1050	30	165	230			
4	Bremen－Lesum EMGSG	1997	177	65	360	120	2	Zechstein Staβfurt－Folge	1290	60	229	430	42	340	0.9
5	Empelde	1982	136	37	300	60	3	Zechstein	1300	30	203	350			
6	Epe E. ON	1976	1744	465	2900	560	34	Zechstein 1	1120	63	210				
7	Epe Essent	2005	372	97	400	200	5								
8	Epe Nuon	2007	216	69	400		4								
9	Epe TG/RWE	1990	480	80	520	150	10	Zechstein Na1	1147	55	230	100～230			1.5
10	Epe Trianel	2008	128	33	300		3								
11	Etzel E. ON	1993	560	281	1310	300	9	Permian, Zechstein 2	899	60	170	550			
12	Harsefeld	1993	129	46	300	90	2	Zechstein	1160	40	220	220			0.8
13	Huntorf	1975	298	123	450	150	6	Zechstein	650	40	170	350	70	250	
14	Kiel－Rönne	1970	60	40	150	50	2	Rotliegend	1250	80	205	200	80	200	0.8
15	Kraak	2000	190	25	250	80	4	Staβfurth Formation	831	20	173	130			2
16	Krummhörn	1977	51	14	100	95	3	Zechstein 2	1485	95	239	125～300			2.5
17	Neuenhuntorf		17	16	100		1	Zechstein	750						
18	Nüttermoor	1979	1085	413	1300	530	16	Zechstein	950	35	150	350	65	280	
19	Peckensen	2002	60	35	125	35	1	Zechstein	1300						
20	Reckrod	1999	115	115	200	80	3	Werra－Salinar	813	40	147.5	230			0.15
21	Rüdersdorf	2008	47	11	70		1			50	150				
22	Stassfurt	1996	200	44	250	100	4	Zechstein Na2	930	35	170	230			2
23	Xanten	1984	188	29	280	100	8	salt	1017	33	204	46～90			0.2
合　计			7886	2630	12783	4033	173								

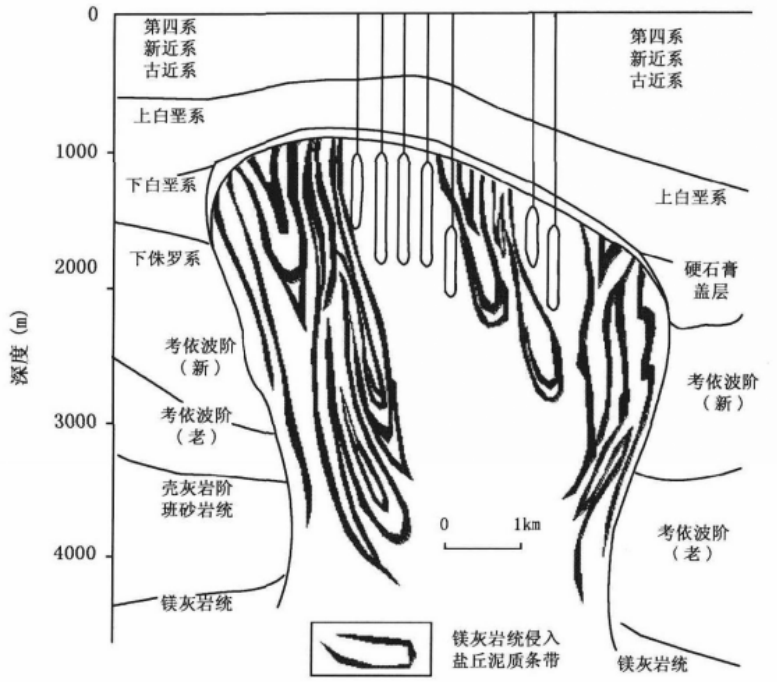


图 1－2　德国盐丘储气库剖面示意图

卤水顶替一直持续到气体达到4½in套管鞋处时止①。注气排卤阶段，在盐穴顶部安装淡水注入装置，防止卤水在管道系统中结晶。此外，卤水管线上还需安装安全阀和防爆盘以防不期而至的气压冲击。

卤水排出后，在承压状态下，用不压井起下作业装置将4½in的排水管柱拆除，同时也拆除淡水注入管柱和卤水管柱，此时盐穴便进入正常储气运行状态。

采气期间，可用常规天然气脱水装置除去气库中的水分，使其达到管线对水露点技术的要求。如果能有效地控制气库气中的水分含量，便可节约投资脱水装置的费用。目前可行的方法是用某种介质覆盖或密封残余卤水表面以防止或减少水分蒸发。

① 注：1in＝2.54cm（下同）。

第二章　盐穴储气库建库地质条件

盐矿（halite ore；salt mine）为NaCl的总称，又称为“盐”、“钠盐”，其代表矿物为石盐。石盐又称岩盐，是典型的化学沉积成因的矿物。石盐包括人们日常食用的食盐和由石盐组成的岩石，后者称为盐岩。

盐岩常用以表示由石盐组成的岩石。一般石盐常用来指岩盐，因为它们都是由卤水在封闭的盆地中蒸发而形成盐矿床，因此，也被称为卤化物矿物。石盐矿床是盐类矿床（卤化物矿物）中分布量广，蕴藏资源量巨大的矿床，通常称之为“盐矿”。盐矿内石盐矿层一般厚几米到300多米，在干旱地区以盐霜的形式出现，在盐泉附近以蒸发产物出现，在火山地区以升华物产出。

第一节　盐岩物理、化学性质

一、盐岩的物理性质

纯净的石盐无色透明（图2-1），含杂质时呈浅灰、黄、红、黑等颜色。含泥质时呈灰色，含氢氧化铁时呈黄色，含氧化铁时呈红色，含有机质时呈黑褐色。新鲜面呈玻璃光泽，风化表面或潮解后表面呈油脂光泽，贝壳状断口。具完全的立方体解理；性脆，摩氏硬度为2~2.5，密度为2.1~2.2g/cm^3；条痕为白色；易溶于水，在0℃时溶解度为35.7%，100℃时溶解度为39.8%，200℃时溶解度为26.4%；易潮解，味咸，有凉感；不导电，摩擦发光，熔点804℃；焰色浓黄；在1000℃时其可塑性很强，当温度、压力升高超过其临界点时软化，产生塑性变形，形成软流（固体流）。

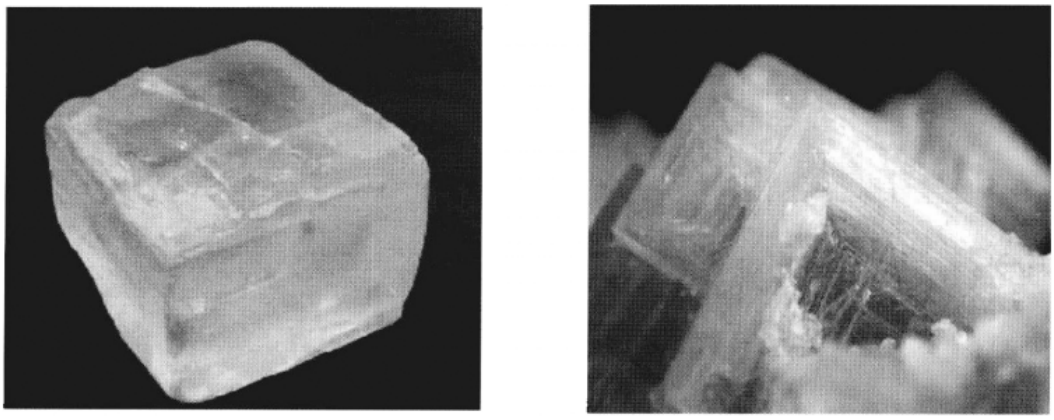


图2-1　纯净的石盐

二、盐岩的化学性质

石盐的化学式是NaCl，理论含量：Na为39.34%、Cl为60.66%。常含有杂质和多种机械混入物，如Br、Rb、Cs、Sr及卤水、气泡、黏土和其他盐类矿物。化学分类为卤化物。易潮解且易溶于水。

石盐晶体都属于等轴晶系六八面体晶类的卤化物（图2-2），晶体结构是AX型化合物的典型结构之一。单晶体呈立方体。在立方体晶面上常有阶梯状凹陷，集合体呈粒状、致密块状或疏松盐华状，也有呈巨大晶簇者。晶体常呈立方体，很少见八面体。

石盐能与多种物质起化学反应，生成多种钠化合物和氯化合物；电解还原可得到金属钠和气体氯。

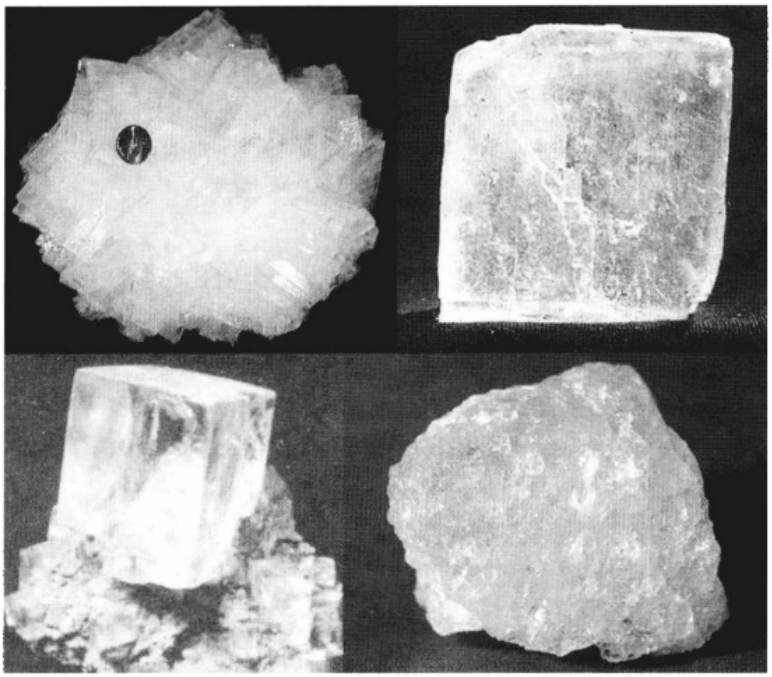


图2-2　石盐的晶体

三、矿石矿物原料特点

石盐为蒸发岩矿物之一，是分布最广的一种盐类矿物。主要产于内陆盆地盐湖和被隔绝的浅水（湾）湖和干枯的海湾中。产于沙漠盐泽中的石盐常呈粉末状或土状皮壳。

由于各盐矿盐类物质的来源不同，沉积环境的差异，与石盐共生的盐类矿物亦不相同。石盐矿石中的矿物除石盐外，常见的共生盐类矿物主要有：石膏、硬石膏、钙芒硝、无水芒硝、芒硝、钾石盐、光卤石、杂卤石、天然碱、天青石等。矿石中有用的矿物为矿石矿物，如芒硝、钾石盐、天然碱、扎布耶石等；伴生的无用的矿物为脉石矿物。据其主要矿物组分含量可分为9种矿石类型：石盐矿石、硬石膏—石盐矿石、泥灰岩—石盐矿石（或泥砾质石盐矿石）、泥砾质钙芒硝—石盐矿石、泥砾质钾石盐—石盐矿石等。

矿石结构一般有自形—半自形结构、中粒—细粒结构（部分粗粒—巨粒结构）、斑晶结

构等；在低品位盐岩矿石中可见砂状结构、粉状结构、泥质结构等。矿石构造常有：块状构造、条带状构造、层状构造；其次还有斑状构造、角砾状构造、脉状构造、浸染状构造等。

石盐矿石的品位是衡量石盐矿石品质的主要标志，它是指矿石中有用组分 NaCl 的单位含量，以矿石中 NaCl 含量的质量百分比（%）来表示。石盐矿石按品位可分为 3 类：富矿石，NaCl 含量大于 85%；中等矿石，NaCl 含量为 50% ~85%；贫矿石，NaCl 含量为20% ~50%。

四、石盐矿床的类型

石盐是典型的化学沉积成因的矿物，为盐类的重要组成部分。盐类矿床类型基本反映了石盐的矿床类型。根据矿床形成的地质时代，盐类矿床分为古代盐类矿床和现代盐类矿床两大类。根据矿床成因特点及赋存状态，石盐矿床可分为盐岩矿床、地下卤水矿床和现代盐湖矿床 3 类。

（一）石盐矿床的成因类型

石盐矿床成因类型属古代盐类矿床，为第四纪以前形成的固体矿床。根据盐岩矿床形成时的沉积环境、物质来源和岩相古地理等因素，通常分为海相沉积盐岩矿床（简称海相盐矿）和陆相沉积盐岩矿床（简称陆相盐矿）两个基本类型。

1. 海相石盐矿床

海相沉积盐岩矿床的盐类物质主要来源于海水，在封闭或半封闭的构造盆地或海湾及潟湖湖盆地中经过长时期的蒸发沉积而成。其含盐岩系除滨海（湾）湖相沉积为砂泥岩建造外，主要为碳酸盐建造。

海相盐矿石盐中与石盐共生的盐类矿物主要为硬石膏，有的盐矿局部有杂卤石、钾石盐等。此外，还有菱镁矿、天青石、方解石、白云石等。我国海相盐矿石盐矿石中的矿物为石盐，其他均为脉石矿物。

海相盐矿具有规模大、埋藏一般较深、NaCl 含量高、组分单一、单矿层厚度大、成矿面积大、储量丰富等特点。含矿面积可达数十万平方千米，盐层厚度可达数千米，储量规模可达数千亿吨。

2. 陆相沉积盐岩矿床

陆相沉积盐岩矿床，亦称内陆湖相沉积盐岩矿床。此类矿床为盐类物质被地表水或地下水携带，并聚集于内陆盆地后，经过长时期的蒸发沉积而成；其含盐岩系均为砂泥岩建造。

陆相盐矿石盐矿石中与石盐共生的盐酸类矿物主要为钙芒硝（或无水芒硝）、硬石膏、石膏，有的盐矿局部有钾石盐，或天然碱，或无水钠镁钒、钾芒硝、杂卤石等，此外还有泥沙等杂质。其矿石矿物除石盐外，有的盐矿还有钾石盐、无水芒硝、钙芒硝、天然碱等。

陆相盐矿埋藏较浅，矿床规模和分布面积一般要比海相盐矿小，矿体埋藏深度一般较浅，NaCl 品位相对海相盐矿较低一些。具有矿层层数多、单层厚度小、共生组分多、相变大等特点。

我国陆相盐矿主要形成于侏罗纪以后，集中分布在云南、湖北、湖南、河南、江西等省，代表性矿床为我国湖北省的云应盐矿等。

（二）石盐矿床的工业类型

石盐矿床工业类型是根据矿床成因、矿体埋深、矿床规模、矿石品位、矿石主要成分及矿体构造变形等条件划分的。

石盐矿床工业类型的划分条件影响着盐矿勘查与开采工程布置、开采方法选择及产品加工工艺。而对于盐穴储气库来讲，盐矿的这些特征同样影响着在储气库建设中对盐矿建库地质条件的评价、储气库井腔的部署、储气库盐腔设计及钻完井和造腔设备的选择等。如，海相盐矿一般矿层厚度大而分布稳定，分布面积广，埋藏较深，其含盐系和上覆地层一般为碳酸岩系，顶板稳固性好。而埋藏较深的盐岩受温度和压力的影响，具有一定的流动性和可塑性，储气库评价中对其盐腔的稳定是较为重要的内容；而陆相盐矿一般矿层厚度小、分布面积较小、埋藏较浅，其含盐系和上覆地层均为碎屑岩系，顶板稳固性较差。在储气库建设地质评价中对夹层和顶板稳定性的评价是重点。因此，石盐矿床的工业类型对盐穴储气库的建设更具有重要的意义。

根据石盐矿床划分的条件，我国石盐矿床（不含盐湖石盐矿床）划分为三大类：碳酸盐岩系型石盐矿床、碎屑岩系型石盐矿床、次生与变形石盐矿床。详见表2－1。

表2－1　中国石盐矿床工业类型表

工业类型		矿床实例
大　类	亚　类	
Ⅰ. 碳酸盐岩系型石盐矿床	$Ⅰ_1$ 硬石膏—石盐矿床	陕北盐矿、四川威西盐矿
Ⅱ. 碎屑岩系型石盐矿床	$Ⅱ_1$ 石盐矿床	新疆满加尔盐矿
	$Ⅱ_2$ 硬石膏—石盐矿床	河南叶（县）舞（阳）盐矿
	$Ⅱ_3$ 硬石膏—钙芒硝（无水芒硝）—石盐矿床	江西清江盐矿、湖南曾家河盐矿
	$Ⅱ_4$ 泥砾质—石盐矿床	云南磨黑盐矿、新疆库车坳陷各盐矿
	$Ⅱ_5$ 泥砾质—钙芒硝—石盐矿床	云南元永井盐矿
	$Ⅱ_6$ 泥砾质—钾石盐—石盐矿床	云南勐野井钾石盐石盐矿
	$Ⅱ_7$ 天然碱—石盐矿床	河南吴城盐碱矿
Ⅲ. 次生与变形石盐矿床	$Ⅲ_1$ 次生石盐矿床	新疆叶孜塔格盐矿
	$Ⅲ_2$ 盐丘矿床	新疆阿其克苏盐矿

1. *碳酸盐岩系型石盐矿床*

我国的碳酸盐岩系型石盐矿床，主要为陕北盆地延长的中奥陶世盐矿，四川盆地的上震旦世、下寒武世和早、中三叠世盐矿。这些盐矿中，与石盐伴生的盐类矿物主要为硬石膏，仅震旦纪长宁盐矿顶部和陕北盐矿边部有钙芒硝，少数盐矿还共有杂卤石、钾盐镁矾等。总的来说，这些盐矿属硬石膏—石盐矿床，系海相蒸发岩沉积矿床。

我国海相盐矿数量不多。硬石膏—石盐矿床是我国最主要的石盐矿床工业类型。四川长宁盐矿为震旦纪的石膏—石盐矿床；陕北盐矿为奥陶纪的硬石膏—石盐矿床；四川的威西盐矿为三叠纪的硬石膏—石盐矿床。

与国外海相盐矿相比，我国碳酸盐岩系型石盐矿床的石盐层数较多，单层厚度较薄，累计厚度也较薄。但与我国的陆相盐矿相比，一般盐层层数较少，单层厚度较大，累计厚度亦较大，矿体埋藏较深，矿石品位较高。

2. *碎屑岩系型石盐矿床*

我国的碎屑岩系型石盐矿床，主要形成于白垩纪—新近纪，仅安宁盐矿形成于侏罗纪；

碎屑岩系型石盐矿床主要为内陆湖相沉积石盐矿床，也有少量的为海源陆相（海陆混合相）石盐矿床。

碎屑岩系型石盐矿床在遍布全国20个省、市、区。由于成盐盆地物质来源的差异，成盐时古地理、古气候条件的差异，各个盐矿的盐类矿物共生组合不同，碎屑岩系型石盐矿床又划分为7个工业类型（参见表2－1）。其特征简述如下。

1）石盐矿床

碎屑岩系中的石盐矿床属浅海相沉积，产出于下石炭统巴楚组。石盐矿体间接顶板有硬石膏岩、石灰岩。石盐矿石成分单一，主要为石盐，含少量方解石、白云石、铁质物和黏土矿物等。石盐层数多，单层厚度小，累计厚度较大，矿石品位高，矿床规模巨大。在我国其代表盐矿为新疆满加尔盐矿。

2）硬石膏—石盐矿床

碎屑岩系中的硬石膏—石盐矿床产出于古近系始新统。石盐矿石的共生矿物主要为硬石膏岩，次外含黏土矿物、方解石、白云石、天青石、自生石英、黄铁矿、钙芒硝等。矿层层数多，单层厚度小，累计厚度较大，矿石品位高，矿床规模大，为陆相盐矿中的一种。在我国其代表盐矿为河南叶舞盐矿。目前该盐矿已作为我国西气东输二线的目标库址正在进行前期勘探评价。

3）硬石膏—钙芒硝（无水芒硝）—石盐矿床

此类盐矿是我国碎屑盐系型石盐矿床中分布最为广泛和最常见的类型。主要分布于燕山期后形成的一系列大小不等的断陷盆地中。成盐时代以始新世—渐新世为主，其次是晚侏罗世及晚白垩世。含盐地层为一套红色含硬石膏泥岩，含钙芒硝泥岩。粉砂质泥岩、粉砂岩，或灰色钙质泥岩、泥灰岩等。硬石膏岩、钙芒硝岩常分布于石盐岩上下，或呈互层。石盐矿体呈层状，似层状或透镜状产出。石盐矿石的共生矿物主要为石盐、钙芒硝和硬石膏，此外还有石膏、萤石、白云石、方解石、黄铁矿等。

此类矿床石盐层数多，一般数层至数十层，多达数百层（湖北云应盐矿达500～600层）；石盐单层厚度小，一般数厘米至数米；石盐累计厚度较大，一般为十余米至数十米，少数盐矿达百余米至数百米，潜江盐矿石盐累计厚度达1300m（视厚度达1800m）；矿石品位高，一般含NaCl为50%～80%；矿床规模为大、中型，特大型和小型的较少。

在我国其代表盐矿为江西的清江盐矿、湖南澧县曾家河盐矿。

4）泥砾质—石盐矿床

滇西兰坪—思茅坳陷中的泥砾质—石盐矿床属于海相、陆相混合相沉积，石盐矿体呈厚层—巨厚层状或透镜状产出。受后期构造影响，矿体大多发生褶曲，形态多变。矿石含泥砾较多，NaCl品位较低。平均含NaCl 43%～63%，有钾矿化现象，而不含Na_2SO_4。矿体埋藏较浅，为数十米至数百米。矿床规模较小，部分属于中—大型。

天山南麓、塔里木盆地西部的莎车、库车坳陷等，也广泛分布着海、陆相混合沉积的泥砾质—石盐矿床。含盐的红色碎屑岩系厚4000～5000m，其中石盐累计厚度逾千米。石盐沉积后，在强烈的构造运动影响下，发生塑性变形、形成盐丘、盐脉和盐盘等。矿石的类型为含泥砾石盐矿石、泥砾质石盐矿石，部分为石盐矿石。矿石含NaCl 50%～93%，其次是泥质。矿体埋藏较浅。矿床规模属于中—小型，个别为大型。

在我国其代表盐矿为云南省的磨黑盐矿。

泥砾质—石盐矿床地处边陲，交通困难；且这类盐矿所处盆地地质构造复杂，盐岩品位

低，不太适合用作储气库。

5）泥砾质—钙芒硝—石盐矿床

滇中坳陷中的泥砾质—钙芒硝—石盐矿床形成于古近纪古新世，含盐岩系为一套碎屑质蒸发岩建造。其特点为：石盐矿石普遍具有原生泥砾结构，泥砾成分主要是盐层底板及周围的泥岩、粉砂岩和硬石膏岩等，石盐或钙芒硝呈胶结物出现；矿石品位低，属贫矿，含大量的水不溶物；矿体形态和结构比较复杂，常呈不规则的似层状、透镜状产出，并出现分叉复合现象。矿体和围岩呈镶嵌状接触。矿床规模为中—小型。

在我国其代表盐矿为云南省的元永井盐矿。

6）泥砾质—钾盐矿—石盐矿床

此类盐矿矿床特征基本上与泥砾质—石盐矿床相同，为海、陆混合相沉积。与泥砾质—石盐矿床有所不同的是：石盐矿床中有呈雁行式排列的饼状、透镜状、扁豆状钾石盐矿体分布。

这类盐矿在国内仅见于云南思茅坳陷江城凹陷勐野井矿区。石盐和钾石盐矿层产出于古近系古新统勐野井组，含盐岩系为一套红色碎屑质蒸发岩建造，属大型石盐矿床。

7）天然碱—石盐矿床

天然碱—石盐矿床是重要的碳酸钠矿床类型，其特点是与天然碱共生，代表盐矿有河南桐柏县吴城盐碱矿。

3. 次生与变形石盐矿床

1）次生石盐矿床

次生石盐矿床在古代盐类矿床中常见，硬石膏、石膏、钙芒硝和石盐夹中的脉状石盐属之，一般不具有工业意义。此类盐矿矿床形态变化大，局部矿石品位高，埋藏浅，规模小，对储气库建设没有意义。

2）变形石盐矿床（盐丘矿床）

由于石盐具有良好的可塑性，在构造应力作用下，特别是随着温度的增加，以及地热产生的水分的加入，使石盐很容易形成“软流”，常常造成复杂的褶皱和刺穿构造，但与之共生的碎屑岩、石灰岩、白云岩却几乎完全保持不变。

在构造运动中，地层受到挤压，石盐产生塑性流动，软流石盐使上覆地层拱起而形成盐背斜，或类似火山颈的柱状或圆锥状侵入体，称为盐丘。

盐丘大量分布于墨西哥湾沿岸、德国北部、西班牙、罗马尼亚、俄罗斯乌拉尔山前坳陷、波斯湾沿岸、非洲北部、哥伦比亚及智利等地。

我国在新疆库车坳陷、莎车坳陷等有出露地表的盐丘，规模较小。

在国外利用大型盐丘建设地下储气库已有成熟的技术和经验。

第二节　盐穴储气库建库地质条件

天然气地下盐穴储气库的库址筛选要从勘探寻找盐岩矿资源开始。盐矿资源的勘查包括石盐矿床的预查、普查、详查和勘探 4 个阶段。目前，我国已基本完成 1/20 区域地质图和水文地质图。油、气勘探已在全国范围内展开，石盐矿床的预查和普查工作已基本完成。

根据目前我国盐矿资源的勘查情况，盐穴储气库库址筛选工作主要是对已具有一定勘探

程度的石盐矿床，或经详查圈出的石盐勘探区，利用盐矿现有的勘探资料进行初步建库地质条件评价。主要是对盐矿的地质特征、水文地质情况、矿床开采的技术条件，以及石盐矿石水溶性能的实验室试验资料进行初步分析。根据分析结果进行建库条件初步评价，从中筛选出具备初步建库条件的盐矿进行实物勘探工作量的投入，并利用新勘探资料进行更深入的建库地质条件评价。在此评价的基础上优选盐矿建库区块和建库层段，完成井腔部署，为储气库建设的初步设计提供依据。

盐穴储气库建库地质评价工作基本步骤如下：

（1）盐穴储气库盐矿勘探目标筛选；

（2）盐穴储气库筛选目标库址的勘探；

（3）盐穴储气库目标库址建库地质评价；

（4）盐穴储气库目标库址建库区块和建库层段的选择。

建造盐穴储气库受许多因素的限制。其盐穴的形态和储气规模因地质条件的不同而存在较大的差异。从地质评价的角度讲，盐岩沉积盆地的构造运动较弱，断层不发育，盐岩层的埋深要适中，具有一定的分布范围和稳定的分布厚度。盐岩层具有良好的均质性，含不溶物的夹层较少，层内黏土、石膏、石灰岩等不溶物的含量较低。另外，在建库施工中，盐矿附近还要有充足的淡水资源，以及对排出的卤水要有适合的场所对其进行处理。因为溶解 $1m^3$ 的卤水需要 7～$9m^3$ 的淡水。

盐岩层建设天然气地下储气库的基本地质条件如下：

（1）盐岩层平面分布范围广，盐层总厚度大，一般需要大于 100m，分布稳定。

（2）盐岩层埋深适中，在 400～1500m 之间，以保证盐层具有一定储气能力和建库效率，减少建库成本。

（3）盐层内部夹层数量少、厚度小，夹层总厚度小于 20%。

（4）盐岩品位高，不溶物含量低于 25%，以便于水溶造腔。

（5）盐岩沉积区内构造稳定、大断层不发育，层间小断层较少。

（6）有充足的水源。通常用地下水、湖水、河水、渠水等水源中的新鲜水或微咸水来沥洗盐穴，所需要的水量一般为盐穴体积的 7～10 倍。

（7）有处理盐卤的方法和途径。一般情况下，处理区必须与新鲜水区隔绝。对盐层构造来讲，处理水区可在沉积层之上，也可以在沉积层之下；对盐丘构造来讲，处理水区一般在盐丘的侧面。

一、勘探目标筛选

盐穴储气库盐岩矿区（以下简称“盐矿”）勘探目标的筛选是在盐矿预查、普查和详查的基础上进行的。主要是对已发现的石盐矿床和矿点的地理位置、矿床地质特征等基本条件进行储气库建库基本条件的评价。其评价工作要根据盐矿距天然气管道和天然气用户的距离，结合盐矿地质、技术、经济条件进行综合考虑。通常要选择在地质条件上有利，技术上可行，以及经济上更加合理的盐矿来确定投入一定的勘探工作量进行深入储气库建库条件的评价。完成盐矿建设天然气地下储气库预可行性研究和可行性研究，为储气库建设的初步设计提供依据。

（一）因素

盐矿是否具备基本建库条件，是否可以投入一定的勘探工作量对其进行深入评价工作，

主要考虑如下因素。

（1）盐矿地质条件是否有利。这里的有利条件主要指盐矿规模、矿层厚度、埋深、矿石质量、地质构造条件比较有利。当其他条件相似时，则盐矿规模较大、盐层较厚、矿石品位较高、地质构造较简单的盐矿就会被优先考虑而作为储气库。

（2）技术上是否可行。是指盐矿开采技术条件（包括水文地质、工程地质和环境地质条件）及矿石溶解性能条件有利，在当前建库造腔的技术条件下可以开发利用。

（3）经济上是否合理。是指盐矿区具有较好的地理位置和自然经济条件，这些条件不仅适宜盐穴储气库的钻井施工、溶解造腔和储气库地面建设，而且在经济上也要合算，其投资效益也较好。

在盐穴储气库勘探目标筛选和勘探顺序上，应坚持先富后贫、先近后远、先大后小的原则。盐矿储量大的、埋深适中的、盐层厚度大的、品位高的、距长输管网或用气城市较近的、易采、易建的盐矿应优选考虑，并投入实物勘探工作量进行建库地质评价。

（二）基础资料

盐矿勘探目标筛选主要是对盐矿现有勘探资料进行收集分析，主要收集的资料如下。

（1）盐矿普查和详查资料，主要收集矿区的区域地质资料，了解区域地质构造背景、沉积地层、断裂分布等区域地质背景。

（2）盐矿勘探的物化探资料（重力勘测、磁力勘测和电法勘测的基础资料、数据和图件），其中二维或三维地震资料是最重要的资料。主要了解盐矿分布范围、盐层埋深、盐层的厚度、区域断层情况等盐岩地质特征。

（3）盐矿钻井资料，对盐矿勘探初期的钻井资料要尽可能地详细、全面的收集，包括钻井的基本数据和钻井岩心的分析数据，这些资料都是盐矿目标库址筛选的基础，不仅可以初步了解盐层厚度、埋深及盐层内部夹层情况，而且还与以后盐穴储气库井腔的部署有关。

（4）盐矿区水文地质资料，包括水文地质图、水文钻孔资料、钻孔抽水实验资料、水文物探测井资料、岩矿石物理、化学和力学性质试验资料，以及地下水动态检测资料和水样分析实验资料等。这些资料的收集不仅可以初步了解盐矿含水层、隔水层的分布特征；地下水和地表水的动态特征，以及地下水补给、径流和排泄条件；而且也为在储气库的建设中预防盐腔地面塌陷和钻井过程固井管道的破坏，以及防止建库造腔时卤水进入地下水污染含水层等一系列问题提供第一手资料。

（5）盐矿区自然地理、历史地震资料的收集。主要是为了了解盐矿所在地的自然地理状况和历史地震频率、震级、裂度等情况，为储气库建设提供安全系数的保障。

（6）盐矿开采历史及开采技术条件资料的收集。主要了解盐矿开采历史和开采方式，以及卤水处理能力和开采过程中的矿井情况等，这为储气库的造腔研究提供基础资料。

（三）主要工作

盐矿勘探目标的筛选工作要从储气库建设的全方位考虑。首先要考虑盐矿所在的位置，区域地质背景；其次才是盐矿自身的地质特征。盐矿勘探目标一定要与调峰管线或调峰城市较近，不能处在较强的地震断裂带上；而且盐矿盐岩层要具有一定的埋藏深度和厚度等建库的基本地质特征。

勘探目标库址筛选工作主要从以下几个方面对上述资料进行综合分析。通过一些优选方法，如综合评判法、专家打分法来确定勘探目标。

1. 盐矿区自然地理、历史地震情况

了解盐矿所在地的自然地理状况和历史地震情况，包括盐矿的地理位置、水陆交通情况，以及盐矿地形、地表作物等。

一般的，储气库地理位置以调峰半径 150km 左右为宜，盐穴储气库一般应距离用户集中地 100km 左右。由于储气库与用户的距离除了考虑经济因素外，还要考虑安全因素；因此，还要通过国家地震局查询当地历史地震情况，避免储气库库址选择在较强的地震断裂带上。

2. 盐矿区域地质特征

盐岩矿区区域地质特征的研究，主要是了解盐岩沉积盆地内大的构造格局、断层展布特征、沉积地层等基本地质特征。

1）区域构造

盐岩矿点区域构造活动的强弱与盐穴储气库库址的筛选、储气库盐腔建设及储气库日后平稳安全的运行有着极大的关系。如果盐岩沉积区域的地质构造活动相对较弱，构造平缓、断层不发育，则整个地层的沉积就平稳，对盐层平面展布特征就较容易预测。相对地，储气库资料井所获取的资料就可以在较大范围内正确地外延。储气库造腔形成的盐穴也较为匀称，其用于地质评价的勘探投资和储气库建设的费用就相对较低。

反之，如果盐岩矿点处在区域地质构造相对复杂的断层发育带上，或其他构造活动较强区域内，沉积地层就相对复杂。受构造影响，对盐岩层平面分布特征的预测就变得较为复杂，钻井勘探资料外推的范围就要受构造所限，不能用来推测出整个盐层的情况。另外，无论是盐岩层中还是盐层上覆地层中存在的断层对储气库密封性的评价又是一项极为艰难的工作。再者，由于盐岩的可塑性，盐岩的构造会受到实有地层结构严重的扰动，当盐岩受到褶皱的挤压或断裂活动的影响时，盐岩中的不溶物质聚合在盐岩中呈布幔褶褂状分布，这些情况的发生，不仅造腔后盐腔的几何形态完全不可预测，而且其稳定性的评价也是很难的。

2）沉积地层

对盆地内沉积地层的研究，就是要对整个盆地内的地层沉积情况有一个明确的了解。通过了解含盐岩系地层的沉积时代，结合盐岩矿床形成时的沉积环境和物质来源等因素，分析出盐岩矿是海相沉积盐岩矿床还是陆相沉积盐岩矿床。

海相盐矿具有规模大、埋藏深、品位高、组分单一、单矿层厚度大、成矿面积大、储量丰富等特点；但其埋藏较深，一般在 2000m 左右，而埋藏较深的盐岩受温度和压力的影响，具有一定的流动性和可塑性，其盐腔的稳定较差，造腔成本也较高。

陆相盐矿埋藏较浅，矿床规模和分布面积一般要比海相盐矿小，NaCl 品位相对海相盐矿较低一些，具有矿层层数多、单层厚度小、共生组分多、相变大等特点。

因此，在盐穴储气库勘探目标初选时，盐矿沉积盆地区域地质特征的研究是一项基础工作，也是较为重要的工作。随着我国油气勘探工作的全面展开，目前对各沉积盆地的区域地质构造特征的认识较为清晰，盐穴储气库在这一方面的研究只需收集相关盆地的区域地质资料，分析盐岩矿点所处的构造带的地质活动情况，将其勘探目标盐矿尽可能地选择在区域构造相对简单的地区。

3. 盐矿基本地质特征

盐矿基本地质特征的研究主要包括盐岩分布范围、埋藏深度、含盐地层、盐层厚度、盐层矿物成分、盐岩品位、含盐层内夹层、盐层顶底板等内容。

根据盐矿勘探的基础资料，初步圈定盐岩地层的分布范围、盐层的埋藏深度和盐层厚度。一般情况，分布范围大、埋藏适中、厚度大、品位高的盐矿更适宜作为储气库的目标库址，并投入实物勘探工作量进行深入的评价。

1）盐岩的分布范围

根据盐矿勘探的基础资料（如地质图、钻井资料）可以初步圈定盐矿的分布范围，大体了解盆地含盐边界。一般而言，含盐面积越大，储气库建设的单位投资就越小。

2）盐层的埋藏深度

盐层埋藏深度是盐穴储气库地质评价中一个较为重要的参数，主要影响建库的经济性及建库效率。盐层埋藏过深会引起钻井费用和建库投资的增加，埋藏过浅又限制了注入压力，影响储气库的储气量。

储气库中的温度和压力、岩层的蠕变等都与盐层的埋藏深度有关。一般而言，岩层的蠕变随着深度的增加而加大，而盐岩的力学特性也与盐层的深度有关。在盐穴中的操作压力随着深度而加大，相同体积的盐穴，其洞穴越深，所储存的天然气就越多。一般情况，为了保证盐穴储气库的储气量，同时又兼顾经济因素，盐穴储气库的埋深最好在 500 ~ 1200m 以内，最深不超过 2000m。盐层较好的埋藏深度是 1000m 左右。

3）盐层的厚度

不难理解盐层的厚度越大储气库的盐腔体积就越大，在相同埋深下的库容量就越大。盐层的沉积厚度与盐岩沉积的环境有关，一般海相沉积的盐矿盐层厚度较大，而陆相沉积的盐矿盐层厚度相对较小。一般情况盐穴储气库盐层的厚度至少在 100m 以上。因此，根据矿区钻井资料，首先尽可能地获取矿区内盐层的最大厚度图和盐层视厚度图。圈定盐层沉积范围，为下一步地震勘探部署做好准备。

4）盐岩品位和不溶物的含量

盐岩矿物的品位越高、盐层内部夹层越少、不溶物含量越小，储气库造腔的速度就越快，所形成的盐腔就越大，盐腔形态也就越容易控制，储气库的安全性能也就越好；因此，在初选目标库址时就要尽可能地收集相关资料。

据相关资料表明，盐层中不溶物的含量可达到 15% ~20%，30% 的界限被认为是建设盐穴的技术所能接受的最大不纯度；另外，盐层内不同性质的不溶物对洗盐造腔的影响也是不同的。相对地，黏土层较容易被破坏，而溶解石膏块和碳酸盐的难度就相对较大。

储气库盐腔最后所形成的洞穴的体积在很大程度上也取决于不溶性物质的含量。当不溶性物质的含量为 10%，而盐层厚度为 150m 时，就可以得到 $22 \times 10^4 m^3$ 的洞穴。若不溶性物质达 15%，则盐层厚度要 190m 才能得到同样大的洞穴。但当不溶性物质的含量为 15%，而盐层厚度为 220m 时，就可得到 $40 \times 10^4 m^3$ 的洞穴。

4. 盐矿区水文地质特征

对于矿区水文地质的研究，要收集矿区的地形、地貌、气象、水文、地质构造等各方面的研究资料。其目的是了解矿区地层的富水性和分布、埋藏条件及其变化规律；了解盐矿区地下水的水质及含水层和隔水层的分布，还有地下水补给、径流及排泄条件，从而分析盐矿层及其顶板、底板岩层的稳定性。

了解盐矿区内的水资源情况，如地下水、湖水、河水，渠水等水源中的新鲜水或微咸水是否充足，以保证在储气库建设中的造腔用水，所需要的水量一般为盐穴体积的 7 ~ 10 倍。另外，还要考虑溶盐造腔所产生卤水的处理问题。

二、目标库址的勘探

通过上述工作，对输气管线及用户附近的盐矿进行筛选，优选出地理位置和建库条件相对较好的盐矿作为目标库址，并投入适当的勘探工作，得到更深入详细的地质评价资料，为储气库建设初步设计提供基础数据。

盐穴储气库目标库址勘探具体的内容要根据盐矿现有勘探程度决定。目前主要的勘探方法是地震勘探和资料井钻探。

筛选的目标盐矿先期进行资料井的钻探还是进行地震勘探，要视盐矿原有的地质资料的可信度及前期研究的成果而定。如果盐矿的钻井资料已揭示盐矿盐层厚度较大、埋藏适中，盐矿没有进行过地震勘探，或二维地震资料测网密度和资料品质不能满足储气库地质评价的需要，则应首先考虑投入三维地震勘探。我国的盐矿大多数属于这种情况。如河南平顶山盐矿的二维地震资料是1979—1990年间采集的，地震资料的覆盖次数在12～48次。云南安宁盐矿至今没有进行过地震勘探，钻井揭示盐层埋藏深度和厚度基本满足盐穴储气库建设的要求，用于中缅天然气输气管线储气库库址筛选的盐层埋深图和厚度图是以钻井资料为基础绘制的。对这类盐矿就应考虑首先部署三维地震进行深入的勘探。

如果盐矿至今没有钻井资料或钻井资料不全，对盐层的分布、埋深、厚度均不清楚，则应先考虑资料井的钻探，以获取资料。以最小的投入了解盐矿的埋深、厚度、品位。根据钻探情况再确定是否投资进行三维地震勘探，毕竟三维地震的勘探费用要比钻井的费用高得多。

盐矿勘探现场主要工作量包括资料井钻探、取心、测井、压裂测试，以及对覆盖主要盐岩层分布区的地震资料采集。

室内的研究工作主要包括：室内岩心资料分析（包括岩石力学、盖层分析、模拟实验等）、测井资料的处理与解释、地震资料处理与解释、盐岩层地质建模、断层及盖层封闭性分析等。

（一）储气库资料井钻探

在勘探目标库址筛选工作的基础上，根据盐矿勘探地质图，主要是盐矿盐层平面分布图、盐层厚度图和盐矿的钻井资料。在盐层相对较厚、构造平缓、埋藏适中的部位部署一口储气库资料井。储气库资料井的部署与油气田勘探中的井位部署一样，要进行详细的井位论证和钻井地质设计。

1. 井位部署

储气库资料井位部署的主要依据是盐岩层顶面埋深图和盐层厚度图。要同时考虑盐层厚度和埋深两个重要的地质因素，选择盐层厚度较大、埋深适中的部位部署井位。盐矿储气库的资料井也是以后储气库的注采气井，因而资料井的位置要选在最有可能利用的盐层上。

2. 钻探目的

盐穴储气库资料井是储气库建设先导性试验井。钻探目的是落实盐矿沉积地层和盐层的纵向分布特征；了解盐矿各矿层的埋藏深度、沉积厚度、盐岩矿物的品位和夹层的分布特征。确定盐矿顶板盖层及盐层各项物理、力学参数；为地震资料解释提供层位标定的资料，为建库区块、层段的选择和储气库钻采、建腔及运行可行性设计方案提供第一手研究资料。

3. 地质任务

（1）取全取准盐岩矿层的资料，盐岩取心要符合岩石力学、热力学、物模、封盖性等

实验的要求。为查明矿层层数、厚度、埋深、矿物组分、种类、含量、结构、构造、共伴生关系、矿石的有益和有害成分、化学组分、水不溶物含量及它们在纵横向上的变化提供实物资料。

（2）获取测井资料。为了关联各井的资料并弄清不溶性物质在整个盐岩区中的分布、盐矿层顶、底板及矿层的物理性质，查明盐矿水文地质工程等地质特征，各种测井资料是不可缺少的。

（3）进行地层压力测试和盐岩内部的夹层进行密封性测试，为储气库单腔运行压力的确定提供依据。

（4）获取储气库钻井工程参数。

4. 资料录取

储气库资料井要有明确的钻探目的，要取全取准资料。资料的录取主要包括现场岩屑录井、测井、测试、取心等。其中岩心和测井图提供的资料最多。

（1）现场岩屑录井要连续固定位置，准确捞取。在卡取心层位、卡层位界面及确定盐层顶界面和完钻井深等特殊地质情况时，要加密捞取。

（2）必要时要对全井段进行取心。特别是对盐岩层段及上覆盖层段的取心要卡准层位，保证取心收获率。注意妥善保存岩心。

（3）测井内容不仅要进行以地层岩性识别、井身情况分析和物性计算为主的常规测井项目。还要根据储气库研究的需要增加必要的测井项目，如用于岩石力学分析的长源距声波测井，以及用于检查套管鞋处水泥固封质量的声放磁和变密度测井（自然伽马、固井声波测井 CBL、接箍测井 CCL、变密度测井 VDL）等。

（4）储气库资料井还要进行地层破裂压力的测试。

（5）储气库资料井也是以后的造腔井，在完钻后要对全井段进行井筒气密封性测试，测试介质一般为空气。

5. 测井资料

盐岩属于蒸发岩矿床，常用的物探测井方法主要为电法测井（如自然电位测井、普通电阻率）、放射性测井（主要为自然伽马测井）和工程测井（如井径测井、井斜测井、声波幅度测井）等。

利用各种测井资料，结合岩心录井、岩屑录井和钻井液录井等资料，进行综合分析、研究，就可以解决盐矿地层埋深、岩性、厚度、埋藏深度、地层对比等大量的地质问题，也可以测量和检查钻井工程质量情况，如井斜、井径、固井质量等（图 2－3）。

简要叙述常用的物探测井方法在盐穴储气库中的应用。

1）自然电位测井（SP）

SP 是区分地层岩性的主要测井方法。对于判断地层岩性和划分渗透层，特别是划分砂岩、泥岩地层界面和测量其厚度，效果较好。

盐岩层中的砂岩在自然电位测井曲线上的反映是偏离泥岩基线的负异常（地层水矿化度大于钻井液的矿化度时）或正异常（地层水矿化度小于钻井液的矿化度时），有多少异常就有多少砂岩夹层。

2）自然伽马测井（GR）

不同的岩石所含放射性元素的种类和含量不同，其放射性强弱也不同。一般情况，火成岩的放射性较强，变质岩次之，沉积岩的放射性最弱。在沉积岩地中，质纯的岩石（如石

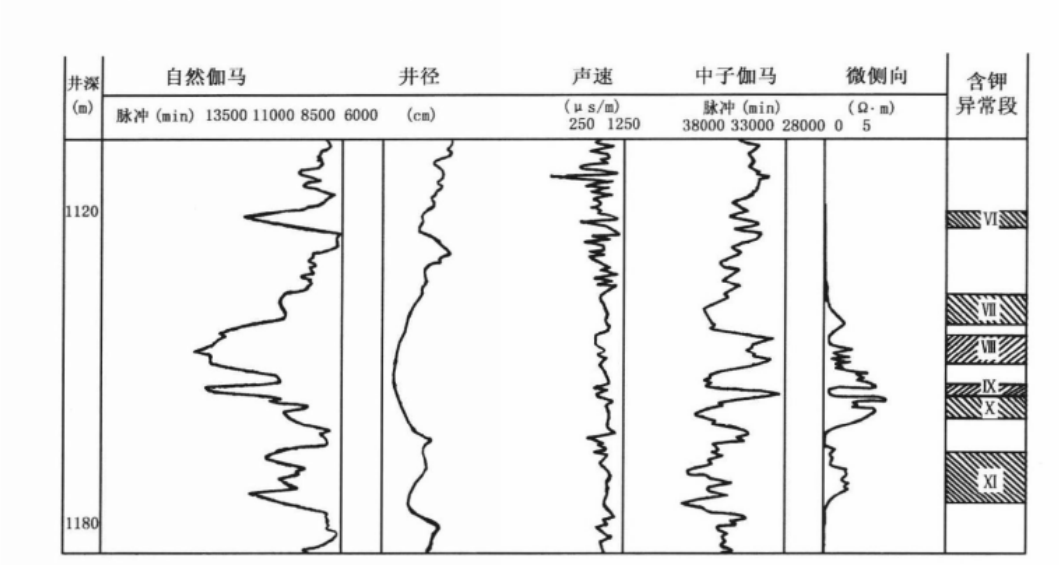


图 2－3　钾盐矿地层测井曲线图

盐、石膏、硬石膏、砂岩、石灰岩、白云岩等）放射线性较弱；放射性物主要集中在泥质地层中；因此，自然伽马测井结果一般可以反映在盐岩地层中的泥质含量（图 2－4）。

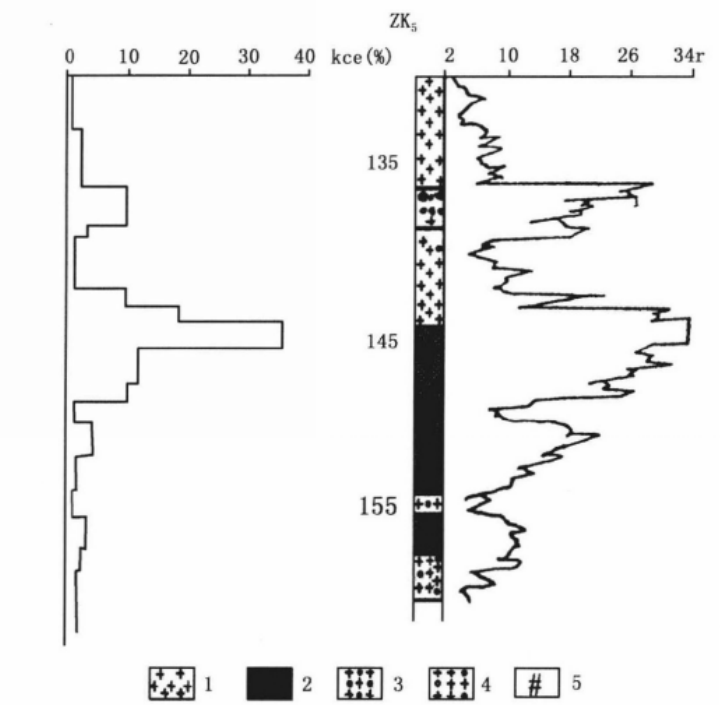


图 2－4　盐矿（含钾）自然伽马测井曲线

1—块状石盐岩；2—网脉状含泥砾钾盐岩；3—泥砾质石盐岩层；4—含泥砾石盐岩；5—含钾

在膏岩剖面中，纯石盐、石膏、硬石膏 GR 值最低，泥岩最高，砂岩介于两者之间。要注意的是，当盐层中含水量钾盐时，GR 值呈现异常。据此可以进行盐层中的各种夹层划分，确定盐层中各类夹层的数量。

3）普通电阻率测井

普通电阻率测井也称为视电阻率测井，就是利用岩石的导电性差异（电阻率变化）来研究地层岩性的一种测井方法。普通电阻率测井与自然伽马测井、井径测井组合成标准测井系列，其测井深度比例尺为1/500。该资料在现场用于绘制综合录井图，配合地质录井资料划分岩性，进行地层对比。

石盐矿层属高阻层，其视电阻率比其他沉积岩大，较容易确定其位置。

利用微侧向电阻率测井和深侧向电阻率测井曲线就可划分砂岩和泥岩夹层。在微侧向电阻率测井曲线上，砂体的表现为深、浅电阻率不一致，而泥岩则是一致的。在深侧向电阻率测井曲线上砂体表现为高值，而泥岩则表现为低值。

4）井径测井

钻井过程中，由于岩性不同，钻井液对井壁的浸泡，钻头和钻杆对地层的冲击，使不同岩性井段的井径各不相同。实际的井径与名义井径（钻头直径）亦不相同。井径测井是了解井径随井深变化的一种物探测井方法（图2－5）。

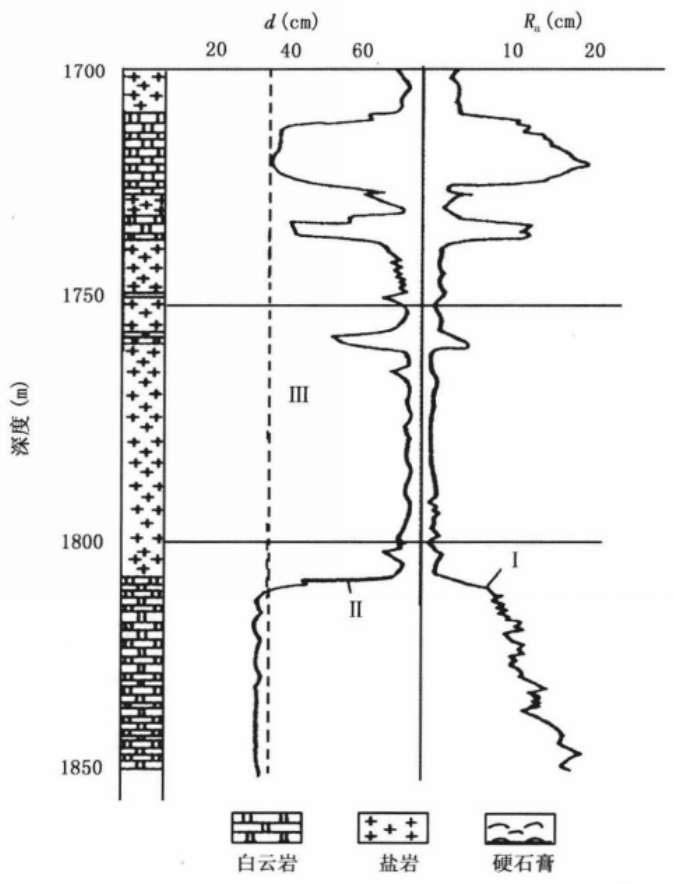


图2－5　用井径曲线划分膏盐剖面的实例

Ⅰ—视半径 R_a 曲线；Ⅱ—井径曲线；Ⅲ—名义井径（钻头直径 d）

井径曲线可以辅助区分岩性和判断渗透层。泥岩层和破碎层易垮塌，使井径扩大；钻井液滤液侵入渗透性地层，黏土颗粒在井壁形成泥饼，造成井壁缩小；在膏岩层中，特别是石盐岩易溶，井径严重扩大（钻井时使用饱和卤水钻井液钻进时井径扩大较小）。

5）井斜测井

钻井过程中，由于地质条件和钻井技术条件的影响，一口井的井眼不可能都是垂直的，因而经常发生井斜。相对盐矿采盐井而言，储气库注采气井的钻井质量要求较高。井斜测井，一方面可以了解井斜变化，为钻井施工提供参考数据；另一方面还可以进行地层厚度、地层倾角和深度校正，特别是对盐层厚度和埋藏深度的校正。

6）声波幅度测井

声波测井包括声波时差测井和声波幅度测井（简称为声幅测井）。声幅测井是利用测量声幅衰减随井深的变化曲线（声幅曲线），来了解地层特性和固井水泥胶结情况的一种物探测井方法。

盐穴储气库对固井质量的要求较高。声幅测井曲线主要是用来检测固井质量。在下套管、用水泥固井后，如果水泥与套管、地层固结良好，声波能量大部分通过地层套管和水泥环传送到地层中去，声波能量损失大，声幅变低，固井质量越好。当套管外水泥固井不好或无水泥时，声波大部分能量只能沿套管壁传播，能量损失小，声幅较高。声幅越高，固井质量越差。根据声幅曲线特征很容易判断固井质量和水泥返高（图2-6）。在声幅测井时，套管接箍处的声幅损失较大，声幅曲线上有低声幅显示；在套管断裂处，亦显示低声幅，但声幅较大。

声幅曲线还可以用来划分岩石破碎带。在石盐矿床中，可以用来判断石灰岩、白云岩地层（或砂泥岩地层）中的裂隙破碎带。

（二）盐矿地震勘探

地震勘探是指利用人工激发和接收地震波来研究地震波在地层中的传播情况，以查明地下地质构造和岩性特征。它是寻找油气田最普遍和最有效的勘探方法，其理论和技术已相当成熟。在物理化学勘探方法中，地震勘探的精度高于其他非地震勘探方法，在查明构造位置和地层细节中其是目前最有效的物理勘探方法。

地震勘探由地震资料数据采集、数据处理和资料解释三大基本生产环节组成。数据采集是基础；数据处理是承上启下的中间环节；资料解释是地震勘探的最终成果。

盐矿地震勘探与油气勘探一样，常用的是反射波法勘探。反射波法又根据施工方法不同，分为二维、三维、VSP测井（垂直地震剖面）等方法。盐矿勘探中具体采用哪种勘探方法要结合盐矿的具体情况和实际的勘探目的而定。

1. 地震勘探部署

一般的，对于已进行过三维地震采集的盐矿，要收集其资料进行以储气库建库地质评价为目的的重新处理解释。对已进行过二维地震勘探的盐矿，要考虑二维地震勘探测网密度、覆盖次数、资料品质是否能查明盐岩沉积构造特征，较为清晰地反映盐岩层分布状况。如果盐矿没有地震资料或地震资料品质不能满足储气库建设地质评价的需要，则要重新论证部署地震进行勘探评价。

1）二维地震勘探部署

二维地震勘探就是沿深度（z）方向和沿排列（x）方向查清一条测线下面地层形成剖面的方法。盐矿勘探二维地震测网密度是根据已知区域地质构造特征和勘探任务决定的。一般情况下要布设成正交网，测网密度根据勘探的不同阶段来确定，概查大于4km×4km，普查2km×4km，详查1km×2km，精查小于1km×1km。

在地表条件允许的情况下，尽可能布成正交测网，测线尽可能为直线。主测线应与构造

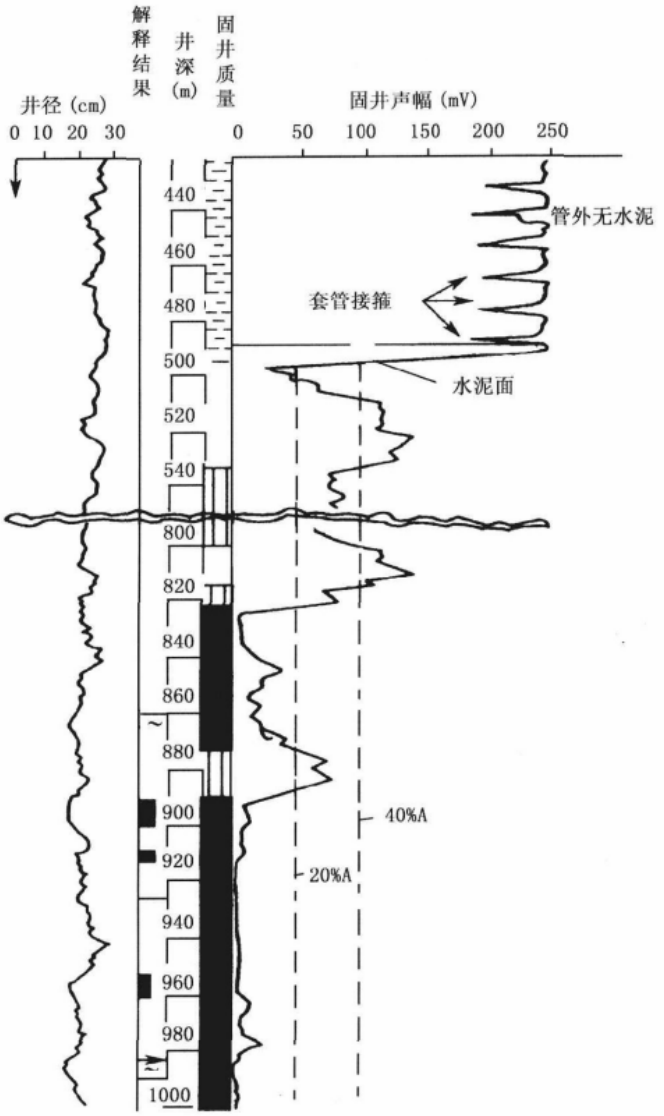


图 2-6　固井声幅测井曲线示例

走向垂直，联络测线平行构造走向。当沉积盆地较大时，二维地震可部署在盆地边缘进行盐矿边界勘探。

2）三维地震勘探部署

三维地震与二维地震相比，信息更加丰富。二维地震得出的是多条剖面；三维地震采集是以一个面的数据体，得出的是立体图像。三维地震分为宽线三维和面积三维。

储气库勘探地质评价是储气库建设的基础，目前常用面积三维勘探。三维地震部署面积要以勘探区块内的资料达到满覆盖次数，同时还要考虑盐矿沉积区域地质构造背景的形态，即是背斜、向斜还是单面山。

3）VSP 测井

VSP 是 Vertical Seismic Profile 的缩写，中文称为垂直地震剖面法。它与地面观测的水平地震剖面相对应。地面地震是将震源和检波器均置于地面进行资料采集的方法，而 VSP 是

将震源和检波器其中之一置于已钻井下进行资料采集的方法。一是在地面激发震源，检波器在井中接收地震信息；二是在已钻井中激发震源，检波器在地面接收地震信息。实际施工中，通常采用前者。

在对盐矿的勘探中，VSP 测井可以解决以下主要问题：

（1）识别地面地震记录上的多次波，研究多次波产生的层位和传播的过程。

（2）利用 VSP 改善地面地震记录反褶积的效果，提高分辨率。

（3）识别地震反射层的地质层位。

（4）研究井孔附近的地层构造细节和井周围的地震岩性变化；利用井内管波探测盐岩地层内的裂缝。

（5）进行综合测井—地震标定。根据测井确定的泊松比，用由 VSP 所得到的 P 波和 S 波的速度来标定；对 VSP 波反演，用于精确的井与地面地震标定。

2. 野外数据采集

地震勘探的野外数据采集的观测系统和野外施工参数要根据盐矿具体的地质特征（如盐矿沉积构造背景、盐层大体分布范围、沉积地层特征、盐层顶底界面的埋藏深度等）和勘探目的，以及由从事地震勘探野外施工的专业人员进行详细的论证和试验才能确定。如二维地震勘探的覆盖次数、排列长度、仪器接收道数、炮点布设等；三维地震勘探的覆盖次数、方位角、纵横比等。

野外采集参数的合理与否和野外施工方法的正确与否将直接关系到地震资料采集的品质；因此，盐穴地下储气库勘探中地震资料采集的前期论证工作是非常重要的。

3. 地震资料的处理

地震资料处理是地震勘探三大基本生产环节（数据采集、数据处理、资料解释）的中间环节，即要适应野外采集条件多变的情况，又要满足资料解释的各种需要。资料处理就是把采集得到的数据进行加工，去除干扰信息，保留需要的信息，突出决定地质目标的真信息，尽可能地使它真实、准确、有效，并且直观、形象地反应地下地质构造，使后继的资料解释有一个可靠的基础。

地震资料数字处理的目的是将野外数字磁带上记录的信息变成人们熟悉的信息，可以用来进行地质解释的资料，得到“三高一准”（即高信噪比、高分辨率、高保真度和准确成像）的地震剖面。

地震资料处理有常规处理和特殊处理两种。常规处理是相对特殊处理而言的，具有共同的处理流程和功能；特殊处理是为了某种特殊要求而进行的专门处理。

盐穴地下储气库勘探的地震资料处理要结合盐岩地层的沉积特征和盐矿构造特征。在常规处理的基础上，要根据储气库建设中需要解决的关键问题，如盐岩层内部小断层的分布、盐层上覆盖层裂缝发育情况等，适当增加一些特殊处理的项目。如果盐矿所在区域构造复杂，地层倾角较大，则要考虑进行叠前深度偏移处理，以便使构造正确归位。为了预测盐岩层平面分布特征和盐岩层内夹层的分布特征，还要进行测井约束的地震反演处理。

总之，地震资料处理成果就是要获得能够清楚反映不同岩层界面、地层接触关系和构造基本形态的地震剖面。利用处理成果可以进行常规构造解释和岩性预测，为储气库建设提供第一手的基础资料。

4. 地震资料的解释

盐穴地下储气库勘探中的地震资料解释主要以构造解释为主。即利用地震资料中所包含

的运动学信息，如反射波旅行时、地层速度等，进行以查明地下地质构造的形态、断裂分布特征、地层接触关系；盐岩沉积边界、盐层内部断层分布、盐层的埋藏深度等为目的的构造解释。最终绘制出盐层顶底面的地质构造图、盐层视厚度图等相关图件。

盐矿地震资料解释的成果可探明盐岩体的几何形态和盐矿区内构造和断层的分布特征，结合钻井校正就可以对盐层的厚度、埋深等地质特征有一个明确的认识；因此，地震资料构造解释成果是储气库建库地质评价的基础。

5. 盐岩层和夹层分布预测

地震资料中不仅蕴藏着丰富的运动学信息还有丰富的动力学信息。地震资料的动力学信息主要是指地震反射特征，如反射波的振幅、频率、吸收衰减特性、地震波的极性、连续性、反射波的内部结构、外部几何形态等。利用地震资料中的动力学信息就可以提取地层的岩性信息，借此确立地震层序、分析地震相、恢复盆地的古沉积环境。结合钻井和测井资料，预测盐岩层及夹层的横向变化情况和盐层中断层及裂缝的发育情况，为储气库井腔部署提供资料。

三、目标库址建库地质评价

盐穴地下储气库建库地质评价主要是解决3个核心问题：①盐矿区域地质构造是否稳定；②盐岩层分布特征；③盐岩盖层是否具有封闭性。第一个问题的评价是储气库建设的关键，如果评价错误，将导致储气库漏气，从而造成巨大经济损失；因此，盐穴地下储气库地质评价应该包括：①盐矿地质构造评价；②盐岩盖层封闭性评价；③盐岩夹层评价。

盐层的地质评价建立在地震勘探和钻井、测井研究的基础上。地质评价主要包括：①盐层的沉积特征；②盐层空间展布的控制因素及分布规律；③盐岩层内部夹层的性质分布规律；④盐层顶底地层的密封性；⑤与盐岩体有关的断裂特征；⑥盐岩层中不溶物质的类型及组成；⑦不溶物质含量的计算、盐层中夹层的分布及对储气库建设的影响等。

（一）盐岩地质构造评价

盐穴地下储气库的地质构造评价的目的是确定盐矿构造类型、形态特征、盐层分布面积、盐层顶底埋深、盐层厚度、品位、纵向和平面非均质性、盐岩盖层厚度及断层发育情况等内容。地震、地质、测井和钻井资料的综合利用是盐穴地下储气库地质评价的基础。

地质构造的基础是地震、测井和钻井资料。评价技术主要是二维和三维地震资料精细构造解释和反演。

1. 盐层地震资料精细解释与反演

地震资料的精细解释与反演的主要地质目的是寻找分布稳定的厚盐层；主要工作量是根据二维、三维地震资料，充分利用工区内地质、测井、钻井及电法勘探等各种勘探资料和认识成果，开展精细的地震地质解释、三维地震测井约束地震波阻抗反演和盐岩体分布厚度的定量预测和描述。在地震资料构造解释和反演预测的基础上，综合分析工区内断裂分布规律、盐岩层地层厚度变化特征及泥岩盖层分布等建库的重要因素。在完成基础图件编制的基础上，优选远离断裂系统、盐岩层分布稳定、厚度大的区块为建库区块，并对建库区块进行精细评价，为建设地下储气库提供科学依据。

2. 地震资料解释和反演软件平台

盐矿地震资料解释和反演与油气的勘探是相同的，其目前主要的解释和反演软件有为LandMark Open Works、GeoFrame、JASON、Strat3D 和 SMT 等微机版的常用软件。其中，

LandMark Open Works 和 GeoFrame 软件的地震地质解释一体化平台功能齐全、技术先进、人机交互能力强，可为各种解释反演提供先进的软、硬件技术和数据接口服务；JASON 反演软件是当前储层预测的软件之一，其具有精度高、适应性强、成像准确等特点，实际地质效果显著。

3. 地震资料解释和反演关键技术

地震资料解释和反演的关键技术有：

（1）地震地质交互解释技术；

（2）稀疏脉冲地震波阻抗反演技术（CSSI）；

（3）主要成分地震特征反演技术；

（4）锁定层位三维可视化技术；

（5）属性空间精细雕刻技术；

（6）基于波形空间自动追踪技术；

（7）地震属性提取与综合分析技术。

4. 地震精细构造解释原则和方法

地震剖面可以清楚地反映盐矿构造形态、盐层厚度以及断层的分布和类型（图 2－7）；三维地震时间切片可以更直观地反映盐层的分布形态和断层展布特征。根据地震剖面解释和三维地震时间切片解释，结合钻井、测井资料，最终编制出准确的构造图，可以确定相应的盐岩层的基本地质参数。

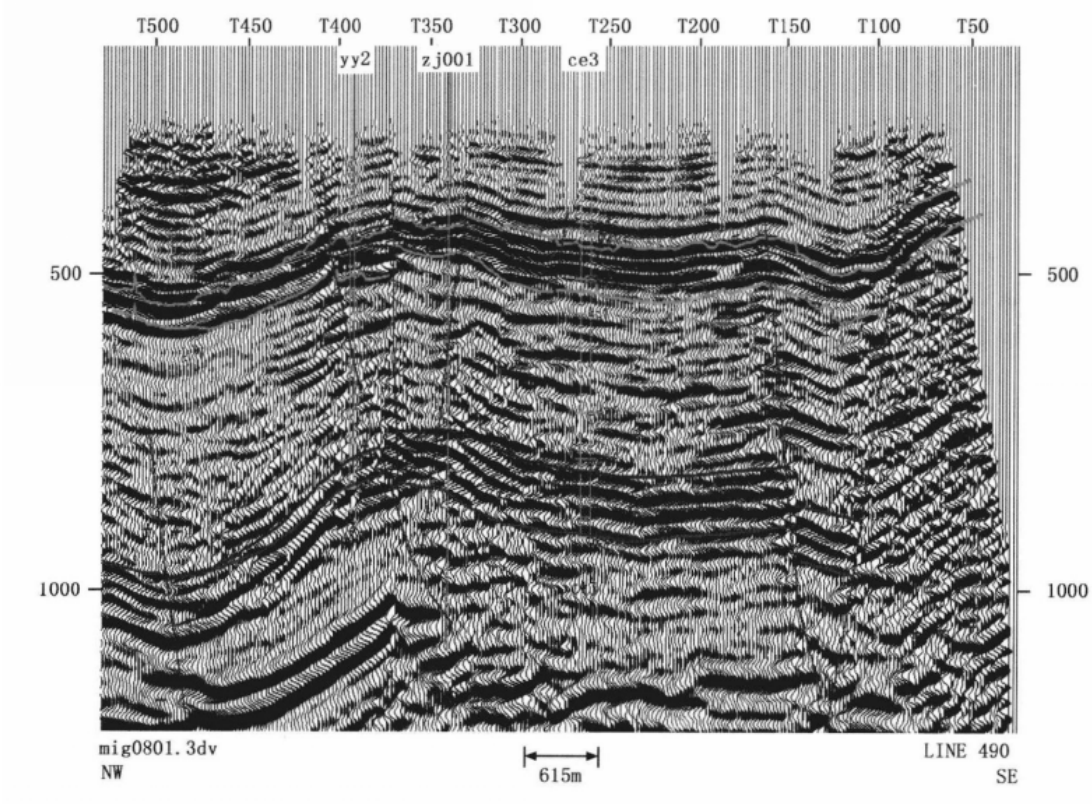


图 2－7　三维地震剖面

（二）盐岩盖层封闭性评价

盐岩盖层的封闭性是盐穴地下储气库建库可行性的重要论证指标，盖层封闭性评价也是一项重要工作。盖层封闭性参数包括两大类，即盖层本身的特征，以及断层和裂缝的发育情况。其中，盖层本身的参数包括盖层岩性、厚度、分布范围、突破压力等；而断层的参数包括断层的类型、形态、数量、分布、长度、倾角、断距、封闭性能等；裂缝的参数包括裂缝的类型、密度、分布、封闭性能等。

1. 评价目的

盖层对盐穴储气库封闭性能具有加强作用，盐矿资料井获取的资料是储气库盖层封闭性评价的基础资料，通过对资料井盖层岩性取心进行化验分析和实验室分析，以及结合盐矿区域宏观地质条件，对盐矿储气库的盖层进行密闭性评价，以确保盐穴储气库的稳定性和安全性。

2. 评价方法

储气库是否能够储存天然气，并在储气库运行过程中不发生泄漏，主要决定于盐矿的地质因素、钻井工程因素和注采工艺3个因素。其中地质因素中对储气库盖层封闭性评价是盐穴储气库评价的核心，也是最大的难点。评价的目的是要确定盖层的封盖条件是否合格，天然气充注进去以后能否封住。

盖层的封闭性评价包括对盐岩层上覆盖层地层特征的评价，以及对盐层内部和盖层的断层封闭性的评价两部分。

盖层密封性评价以地震、钻井、测井和岩心、地层压力测试、室内分析化验等资料为主要研究对象，结合区域地质特征对盐岩层盖层自身的封闭性和盐岩层内及上覆盖层内的断层进行评价。其评价要从宏观和微观两方面进行。

盖层的宏观评价是盐穴储气盖层封闭性评价的基础，主要评价内容包括对盖层的岩性、厚度、分布范围、裂缝发育情况、断层的封闭性等。其中，断层封闭性十分重要，是决定盖层封闭能力的主要因素。

盖层的微观评价是盖层储气库密封性评价的重点，评价基础是对储气库资料井系统取心的岩心分析化验资料和室内岩心的分析试验。微观封闭能力的评价主要是对盖层的扩散能力、物性密封能力、岩矿特征、孔隙特征等方面的评价。

储气库盖层封闭性评价的基本流程见图2－8。

3. 地质特征评价

盐岩盖层地质特征主要包括盖层的岩性、平面分布、厚度、胶结程度等，其主要是利用地震资料解释成果和资料井的钻探情况。一般的情况，盖层岩性好，厚度大，横向上分布稳定，断层少就可以认为是有利的盖层。

1）盖层宏观封闭性评价

对盐穴储气库来说，地质构造简单、地层沉积相对稳定，以及断层少、断距小、盖层的岩性好、厚度大、平面分布广就可以满足储气库的要求。

（1）盖层岩性评价。

对盖层的岩性评价比较容易，主要用3种方法确定：岩心录井、岩屑录井和测井解释。

岩心录井和岩屑录井最直观，根据岩心或岩屑的岩性鉴定即可确定。岩心不一定有，但岩屑通常是有的。

用来解释岩性的测井方法主要包括自然电位测井（SP）、自然伽马测井（GR）、视电阻

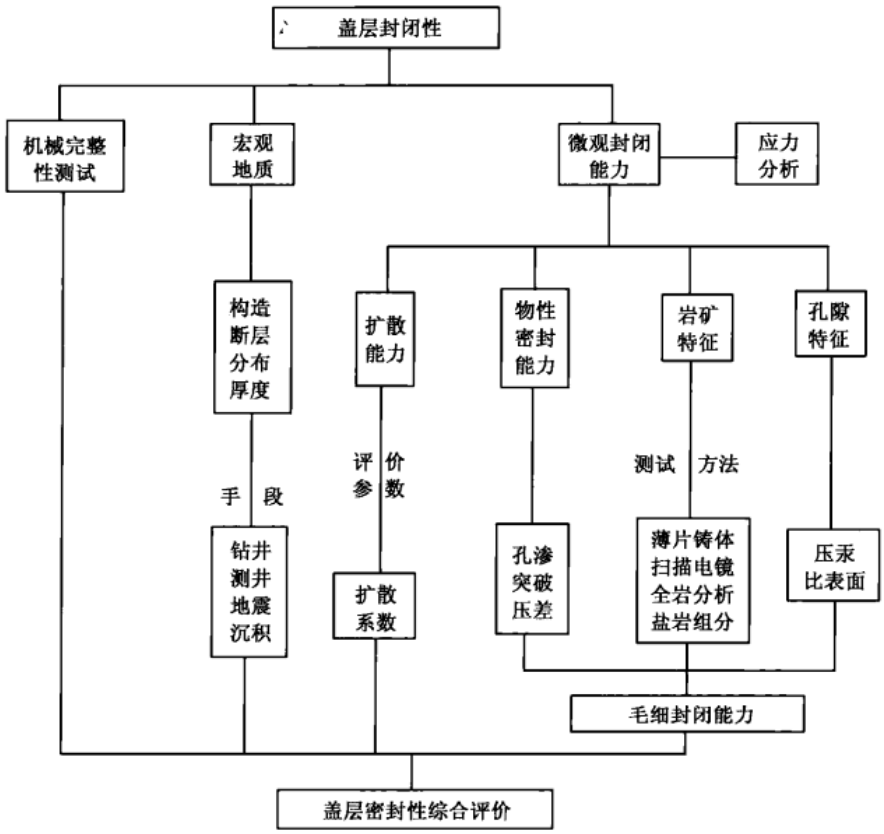


图 2－8　储气库盖层评价思路

率测井（RT）、声波测井（AC）等。

泥（页）岩：SP 无异常，GR 为高值，RT 为低值，AC 为高值。

膏盐岩：SP 无异常，GR 为低值，RT 为高值，AC 为高值。

测井资料结合录井资料，很容易确定盖层岩性。

泥质岩具有一定的抗变形能力和较大的压缩性，并具有明显的塑性特征，在构造力的作用下易发生塑性变形，具有较好的封闭能力，泥岩是较为理想的盖层岩性。

（2）盖层厚度和分布范围评价。

盖层的厚度主要根据录井和测井资料确定，这两种方法都很可靠。只是对于斜井，需要作井斜校正后才能得到盖层准确的厚度。

盖层分布范围的预测方法与储层的类似，即相控预测和地震横向预测，只是将储层换作盖层而已。

根据录井资料、测井资料和地震横向预测，最终可以作出盖层等厚图，并从图上可以看出盖层的分布范围和厚度变化。

对盖层厚度评价认为岩性好，即使厚度小，也能封闭住油气；但如果岩性非理想化，就需要有较厚的盖层。因为较厚的盖层有利于阻止或减缓天然气通过盖层的扩散漏失；而盖层厚度越大，在横向上就越稳定，更有利于大面积封闭油气；盖层厚度大能有效地消减由于构造动力（如断裂作用）所造成的不利影响；相对地，大厚度盖层中的微孔隙、微孔洞、微

裂隙等渗漏空间不易沟通。

（3）盖层裂缝地震检测技术。

利用地震资料的纵波反射信息完全可以估算出地层的弹性参数和裂缝岩石的体密度。目前在油气勘探中常利用地震反射波进行裂缝的检测，如纵波检测方法、横波检测方法、转换波检测方法、多方位 VSP 检测方法。

地震资料的裂缝检测方法是地震资料特殊处理与解释的综合成果，具体采用哪种方法要根据盐矿的具体地质特征和所采集的三维地震资料品质而定；因此，采集的三维地震资料的品质是储气库地质评价的基础。这对断层的评价也具有同等的重要性。

盖层宏观封闭性评价的基本流程图，见图 2－9。

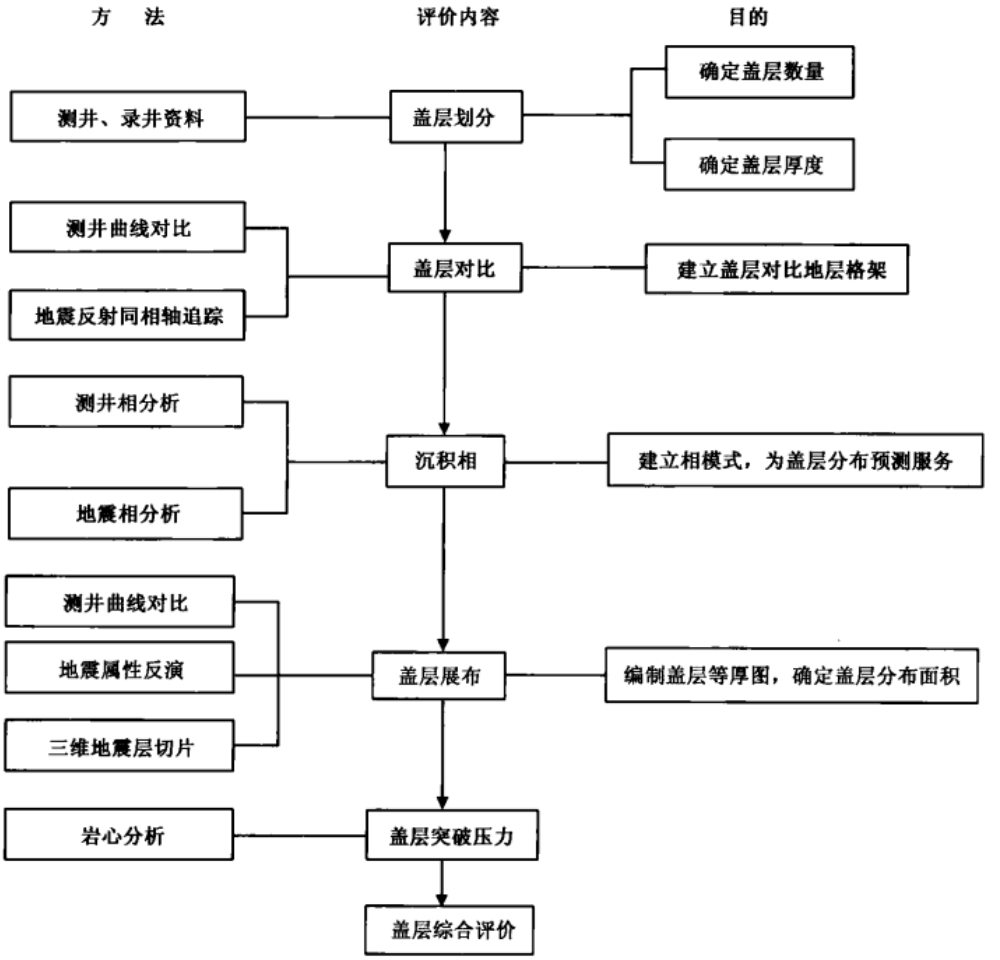


图 2－9　盖层宏观封闭性评价的基本流程图

2）盖层微观封闭性评价

盖层微观封闭性评价是盖层密封性评价的重点，评价基础是对岩石样品的直接测量和岩心的室内分析化验。为确保分析化验结果的准确性和可靠性，所有分析项目要求采用国际、国内较先进的仪器设备，并执行中国石油天然气行业标准进行分析化验。

盖层微观封闭性评价主要实验内容有：孔隙度、渗透率、密度、泥岩薄片和环境扫描电

镜等。

（1）分析项目及实验目的。

①常规物性。物性参数是盖层密封性评价的基础参数。孔隙度表征岩石单位体积内所含孔隙空间的百分数；渗透率表征流体通过岩石的流动能力。

②覆压孔渗测定。将地面物性值通过试验得出的转换公式转化成地层条件下物性值。

③压汞。压汞法测定岩石毛管压力、孔喉大小及其分布。

④突破压差。泥岩隔夹层的突破压差反映岩石抵抗气体击穿岩石的能力，突破压差越大，岩石封隔性越强。

⑤比表面和孔径分布。比表面是单位质量岩石孔隙的总表面积，其值越大，表明微孔所占比例越高，对烃气的吸附能力也越强，越易对油气形成封闭。平均孔径越小，优势孔径越低，则表明微孔越发育，其封盖性能就越好。

⑥扩散系数。扩散系数测定采用非稳态法，依费克定律计算气体通过岩石的有效扩散系数。

⑦全岩 X－射线衍射分析。计算黏土矿物相对含量和各种矿物含量。

⑧薄片。提供岩石矿物成分、含量、颗粒大小、分选、磨圆、胶结物的成分、胶结物类型、成岩作用及成岩自生矿物、孔隙大小、形态和分布等。

⑨环境扫描电镜。测定岩矿类型、孔隙大小、矿物特征等。

（2）实验结果分析。

根据实验室分析结果，对储气库盖层的微观封闭性进行评价，其评价的主要方面为：

①盖层岩性的成分及主要岩性的矿物成分。

通过对盖层样品实验室普通薄片分析和 X－衍射射线实验分析，确定盖层岩性和主要岩性的矿物成分及相对含量。如果盖层为泥岩就可以认为是较为理想的盖层岩性。

②盖层岩石微细孔径和吸附能力。

通过对盖层岩石样品的全岩定量分析，了解盖层孔隙类型、层结理结构、孔隙和裂缝的发育部位、结构、大小。对盖层岩性的孔隙连通性作出评价。

③盖层渗透率和地层突破压差。

盖层封闭能力主要取决于岩石的渗透性，即渗透率和突破压力，其他参数都是这两项参数的影响因素；因此，决定封盖层是否具有封盖能力或其封盖能力大小的主要参数就是岩石的渗透率和突破压力。

通过对物性统计数据的分析，确定盖层垂向渗透率，如果盖层总的孔隙度较大，但孔隙细小，连通的喉道微细，则连通性差，岩层的渗透率就低。渗透率并不因孔隙度的增大而明显增大，因此不能仅以孔隙度的大小来确定盖层的封闭性能。

突破压力影响因素有：岩石的微孔结构、矿物组成、润湿性、界面张力、流体性质和流体渗流能力。

对盖层岩样的突破压差实验来确定盖层岩样的最大突破压差和平均值。分析渗透率与突破压差二者的相关性。不同深度点，突破压差不同，由于不同品质的盖层在垂向上的叠加性，突破压差高的盖层可以阻挡通过较低突破压差盖层逸散上来的天然气。

④盖层的扩散能力。

储气库储存气体的组分影响盖层的扩散能力，气体某组分的分子直径越小，越容易通过盖层扩散。扩散系数越小，气体扩散的就越慢。通过前人实验表明：甲烷、乙烷和丙烷通过

被水饱和页岩的扩散系数分别是 $2.2\times10^{-6}cm^2/s$、$1.11\times10^{-6}cm^2/s$ 和 $5.55\times10^{-7}cm^2/s$，随着碳数增加，扩散系数降低。

扩散是造成天然气逸散的一个漫长行为，对储气库的短期（相对于地质时间）密封性影响不大。

3）断层封闭性评价

地质构造复杂、断块发育是陆相沉积地层的重要特点。我国发展地下储气库带来了特殊性和复杂性。断层对气库中天然气的运移、聚集、破坏作用往往决定着储气库建设的成败。因此，深入研究盐岩层内断层封闭性是盐穴储气库安全评价的重要环节。

对于盐穴储气藏库来说，断层的活动性破坏了盐腔的稳定性。盐岩层中断层的封闭性研究对储气库安全运行极为重要。因此，深入分析断层发展历史及两侧的地层组合关系，结合盐矿区域构造演化史、沉积埋藏史、应力场演化史，来全面研究断层在不同时期的封闭性，对断层的性质、断开层位、破碎或紧结程度，以及断层面两侧岩性组合间的接触关系等的研究，对储气库温压系统、注采系统都有重要影响。

断层封闭性的评价要重点搞清的问题有：①气库范围内断层的走向、断层的分布密度；②断层的大小、性质是属压性断层还是张性断层；③断开的层位、断距（包括水平断距和垂直断距）；④断层活动情况，断层的发育史；⑤断层两侧岩性、断层裂缝内的充填物。

（1）方法和流程。

断层对盐穴储气库的影响应从多方面考虑。目前油气勘探中对断层封闭性评价方法技术有两大类，即定性评价和定量评价。

定性评价包括 6 种方法，即综合地质分析法、逻辑信息法、断面剖面分析法、断层切片技术、模糊综合评判法以及断面力学性质分析法。

定量评价包括 4 种方法，即对接概率计算法、封堵量计算及封堵特性的相关分析法、泥岩涂抹系数法及断层垂向封闭性分析法。

盐穴储气库勘探初期资料一般达不到定量评价断层封闭性的条件。本文在此仅定性评价断层封闭性的一些理论方法作些简单介绍。

盐穴储气库勘探评价的早期阶段，往往难以取得较齐全的定量化数据，而常常面临着大量的定性资料，为了能充分利用地质上的有用定性资料对断层封闭性进行定量研究，在油气勘探中对断层封闭性的定性和定量评价方法均可以用来对盐岩层中的断层进行评价，具体应用要以盐矿勘探的实际资料为基础。

断层封闭性的评价流程见图 2－10。

（2）主要方法。

对盐矿断层封闭性的定性评价方法主要是根据断层的力学性质、断层的平面分布、断层的大小及断层两侧岩性的对接关系、断裂带中充填物质的性质、盖层的岩性、厚度等一些地质因素进行的定性分析评价。

由于断层封闭的本质因素取决于差异排替压力（Smith 1996，1998；陈发景等，1989），即当目的层排替压力小于与之对置的断层（另一侧岩层）排替压力（无断裂充填时）或断裂带的排替压力（有断裂充填）时，断层在侧向上是封闭的；当目的储层排替压力小于上覆盖层中的断裂带的排替压力时，断层在垂向上是封闭的（图 2－11）。

盐穴储气库断层封闭性评价的主要理论研究成果为：

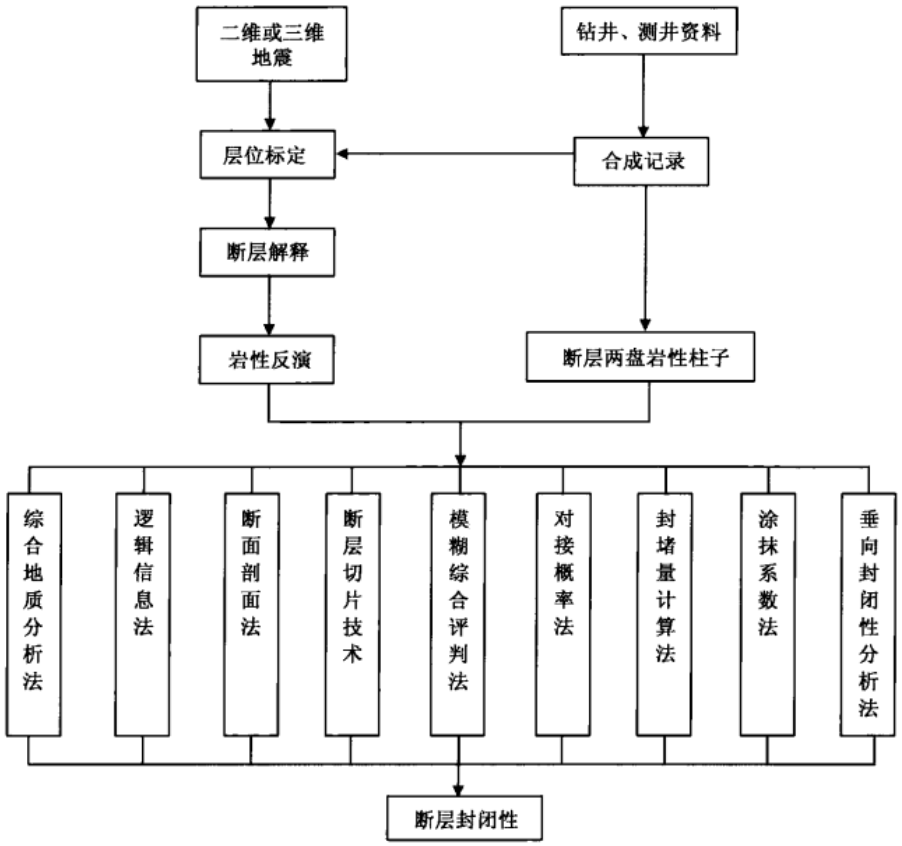


图 2－10　断层封闭性评价流程图

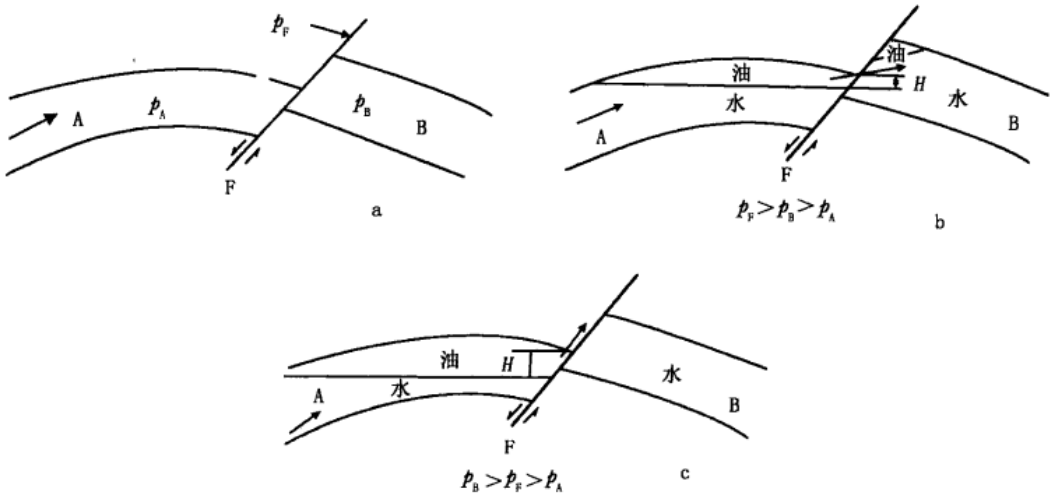


图 2－11　差异排替压力与断层封闭性

（p_A—A 层排驱压力；p_B—B 层排驱压力；p_F—断裂带排驱压力；↗—油气运移路线；H—断层侧向封闭能力；F—断层）

①如果盐岩层顶部盖层中的断层两侧地层分别为具有高毛细管压力的页岩或其他不渗透岩层与断层另一侧目的渗透性岩层对置（图2－12a、图2－12b），则穿过断层面发生天然气侧向渗漏的可能性小。

②当盐岩层之上的盖层很厚，且断层没将其完全断开，储存在气库内的天然气沿断层面向上渗漏的可能性最小。

③盐岩盖层中的断层两边为渗透性地层相并置时，若断裂带中有断层泥等不渗透物质充填时存在，则断层对气库是封闭的（图2－12c）。但若断裂充填物以砂质等渗透性物质填充为主，则断层就有可能是不封闭性的。

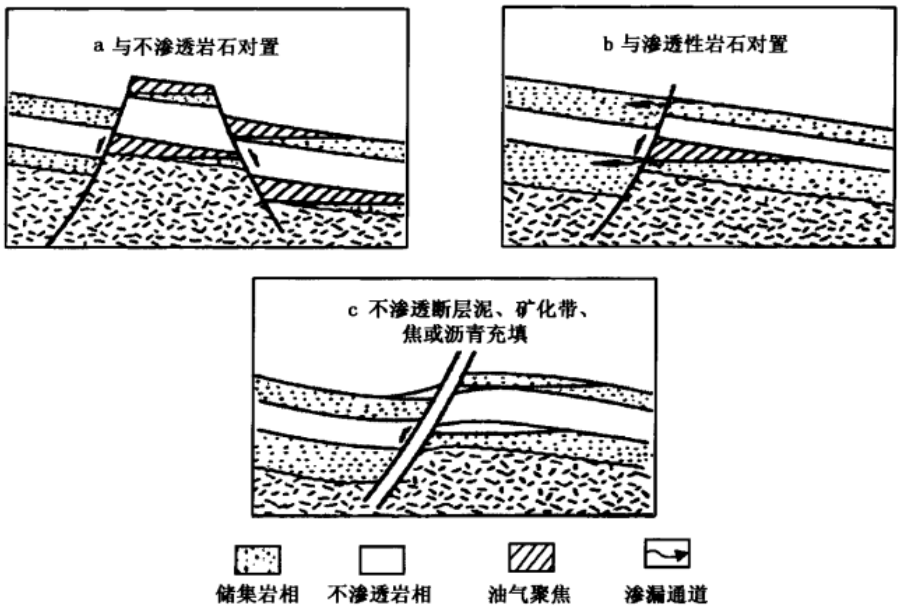


图2－12　正断层封闭的重要因素

断裂充填物是一种普遍现象，不能单纯强调断层两盘岩层对置情况对其封闭性的影响，应对断裂充填物予以足够的重视。同生断层往往充填与围岩具有相同压实程度的填塞物，而非同生断层往往充填的是断层碎裂物质，前者裂缝可能较少，后者裂缝发育。然而，只要充填物较细，具有比储层更高的排替压力，便具有一定的封闭能力。在较薄的砂泥互层段内，断裂充填物的性质是决定断层封闭与否的重要因素（图2－13）。

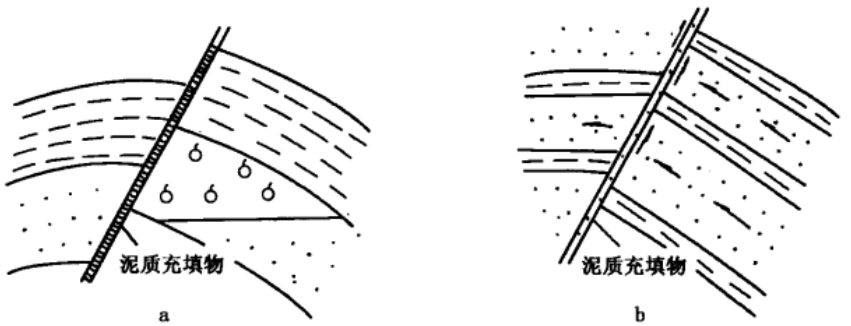


图2－13　断裂充填物在气运聚过程中的作用

如果为断层所错动的地层中泥岩层所占比值相当低，砂层含量相对很高，砂层与泥层对置的可能性就一定很小，断裂充填物的性质也以砂质为主。在较高的砂泥比条件下，断层的封闭能力必然较低，因此当砂泥比值高到一定程度时，无论其他条件如何，断层都不具封闭能力。

断层切片技术是 A. R. Brown 等于 1987 年开发的一项研究与断层有关构造的人机交互技术，它是利用人机交互解释工作站从三维地震数据体中平行某一条已解释好的断层面等间距提取一系列地震信息剖面。它们是与断层面形态相同的倾斜曲面。倾斜曲面上的地震信息保留了原三维数据中的地震反射特征，它们可以按水平切片方式投影显示。断层切片技术在零间距的断层切片上可以展示出断层两盘的岩性接触关系，明确断面储层的封堵作用，从而对断层的封闭性作出评价。

④如果盐岩层盖层为脆性的岩石或岩石固结良好，且被断开移动时，则常沿正断层形成裂缝（图 2－14），气库内的天然气就可沿较老的断层带向上渗漏。如果开启的裂隙被胶结物充填，则气库是封闭的。

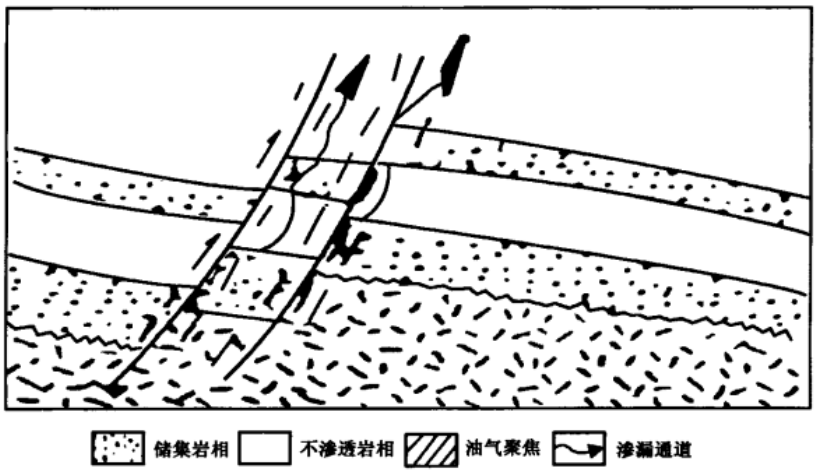


图 2－14　断层形成裂缝

⑤天然气分子小、活动能力强，对封挡条件要求比油苛刻；因此，相同地质条件下可封挡油的断层不一定能封挡天然气。由已知封气断层的统计结果发现，同生断层断移地层的砂泥比值大于 1.0，非同生断层大于 0.8，断层不具封闭性；封气断层断移地层的砂泥比值一般小于 0.6。推测当砂泥比值大于 0.6 以后，断层的封闭气能力就变得很差或不能封住气了（图 2－15）。

⑥如果断层重新活动，继续延伸穿过不整合面或向上延伸进入更浅的、缺乏上倾封闭的盖层岩层时，气沿断层面垂向渗漏的机会就会增大。埋藏相对较深的断层的这种风险最小（图 2－16a）。

⑦如果单位面积内断层较多，断层及与断层有关的裂缝又相穿插，断层的垂向渗漏的可能性就会增大（图 2－16b）。

⑧断层的断距越大，形成裂缝的可能性就越大，因此相对于小断距的断层，大断距断层的封闭性就较差。

⑨断层倾角在塑性地层段缓，脆性地层段陡，缓角断层的封闭性能好于陡角断层。

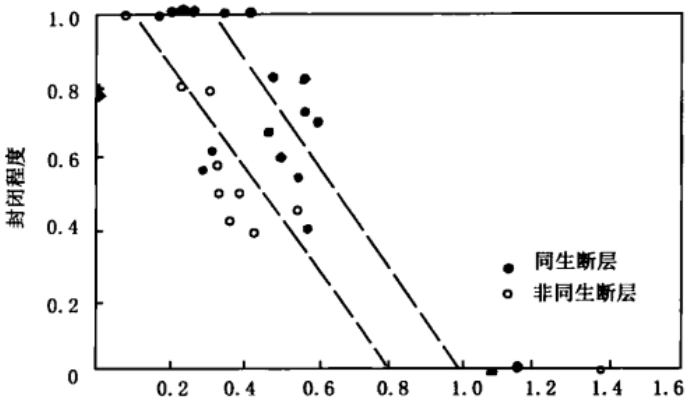


图 2－15　断层封闭程度与砂泥比值关系散点图

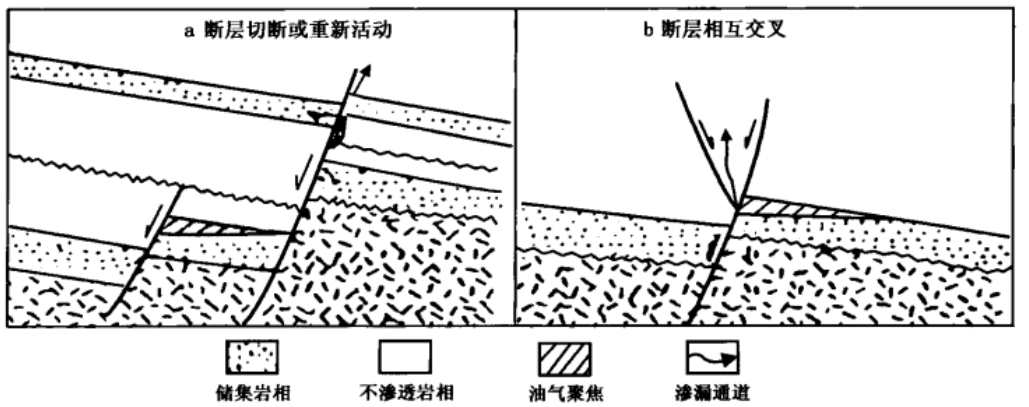


图 2－16　正断层封闭的重要因素

⑩断层承受应力及力学性质是使断层具有封闭性的必要条件。当断层承受张应力，而剪切应力为零时，断层为纯压性，断层封闭性强；当断层承受纯剪切应力时，断层封闭性较强；当断层承受张应力兼剪切应力时，断层为张扭性，断层封闭性较差；当断层承受张应力，而剪切应力为零时，断层为纯张性，断层不具封闭性。

（三）盐岩夹层评价

盐穴储气库盐岩地层内夹层是指低于工业边界品位的夹石和非矿岩石及钙芒硝矿石或含矿岩石。不同盐矿其沉积特征的不同盐岩层内所含夹层的岩性不同。在储气库建设中相对于盐层不溶或难溶的岩层均称为夹层。

1. 评价目的

对于盐穴储气库来讲，盖层厚度评价认为岩性好、厚度大、横向上分布稳定，是有利的盖层；而对盐岩夹层的评价，则认为夹层数越少越好，越薄越好，分布范围越小越好。因此，盐穴储气库夹层地质评价就要解决如下问题：①夹层的岩性和物性；②夹层非均质程度（直接影响盐穴盐腔的大小、形态和造腔速度）；③夹层的密封性。

2. 评价方法

夹层评价与盖层的评价相似，即也要从宏观评价和微观评价两个方面进行。

宏观评价就是对夹层本身的地质特征的评价。主要是利用钻井、测井和地震资料综合分

析，确定夹层的岩性、物性、层数、厚度、面积、连通情况及夹层纵横向非均质性，最终对盐岩层内夹层的体积作出评价。夹层的宏观评价方法与盖层的相似，不同之处为对于夹层的评价越细越好，要在分层统计逐层评价的基础上进行累计夹层的评价。

夹层的微观评价主要是对夹层密封性评价。主要是在宏观评价的基础上，通过对夹层样品的分析化验、室内试验和钻井现场测试（夹层密封性测试）等，对夹层内气体渗流能力和夹层的密闭性进行评价。

夹层评价方法技术主要包括3类，即地质的方法、测井的方法和地震的方法。地质的方法主要是通过钻井取心资料确定盐岩内部夹层的岩性，并结合区域沉积相分析，确定夹层的形态特征。测井的方法主要是用来进行夹层层数的划分，确定夹层纵向分布特征，通过联井横向对比和地震反演一起来确定夹层的平面分布。

3. 夹层的划分

针对盐穴储气库盐岩层内夹层就是指NaCl含量低于25%的含盐泥岩、砂泥岩、膏岩等不溶或难溶的岩层。通过对钻井、录井和取心资料的分析，结合测井资料就很容易划分出盐岩层内的夹层的岩性。

划分夹层的测井方法主要有自然伽马测井、普通电阻率测井、井径测井、声波幅度测井等。具体划分方法见第二章第二节中的“资料录取”。

普通电阻率测井与自然伽马测井、井径测井组合成标准测井系列，并在现场用于绘制综合录井图，以及配合地质录井资料划分岩性，进行地层对比。在盐岩剖面中，纯盐岩的GR值较低而泥质夹层的GR值较高。在膏岩剖面中，纯石盐、石膏、硬石膏GR值最低，泥岩最高，砂岩介于两者之间。另外，当盐层中含水量钾盐时，GR值呈现异常。石盐矿层属高阻层，其视电阻率比其他沉积岩大，较容易确定石盐层的位置。井径曲线可以辅助区分岩性和判断渗透层。泥岩层和破碎层易垮塌，使井径扩大；钻井液滤液侵入渗透性地层，黏土颗粒在井壁形成泥饼，造成井壁缩小；在膏岩层，特别是石盐岩易溶，井径严重扩大（钻井时使用饱和卤水钻井液钻进时井径扩大较小）；在石盐矿床中，声幅度测井可以用来判断石灰岩、白云岩地层（或砂泥岩地层）的裂隙破碎带。

4. 夹层的对比

夹层对比与油气勘探中砂体的对比方法相同。盐岩中正确的夹层对比，对了解夹层的形态、分布范围、连通性等是至关重要的。不同于油气勘探中砂体的对比，盐穴储气库建设中，针对目标盐岩层内夹层的对比主要是利用测井曲线。

利用测井资料进行地层对比是石油地质工作中的主要手段。针对盐岩层内常用的测井资料是自然电位、自然伽马、视电阻率、声波时差和地层倾角等。测井曲线的形态特征是岩性、物性和所含流体的综合反映，因此，测井曲线的对比实质上就是岩性对比。利用测井资料进行对比的基本原理是“相似者相同”，即测井曲线形态相似的层应是同一沉积岩层（图2-17）。

利用测井资料进行对比时，首先要对比不同井的电阻率曲线和自然伽马曲线。然后，借助其他测井曲线验证所得结果，指出相应的岩性特征，以期建立良好的对比关系。

5. 夹层预测

夹层横向分布预测就是对没有钻井资料盐岩区块内的夹层分布情况进行预测，根据预测结果作出夹层的厚度等值线图，以其确定夹层的形态和厚度的分布。夹层的横向预测方法主要为地震横向预测。

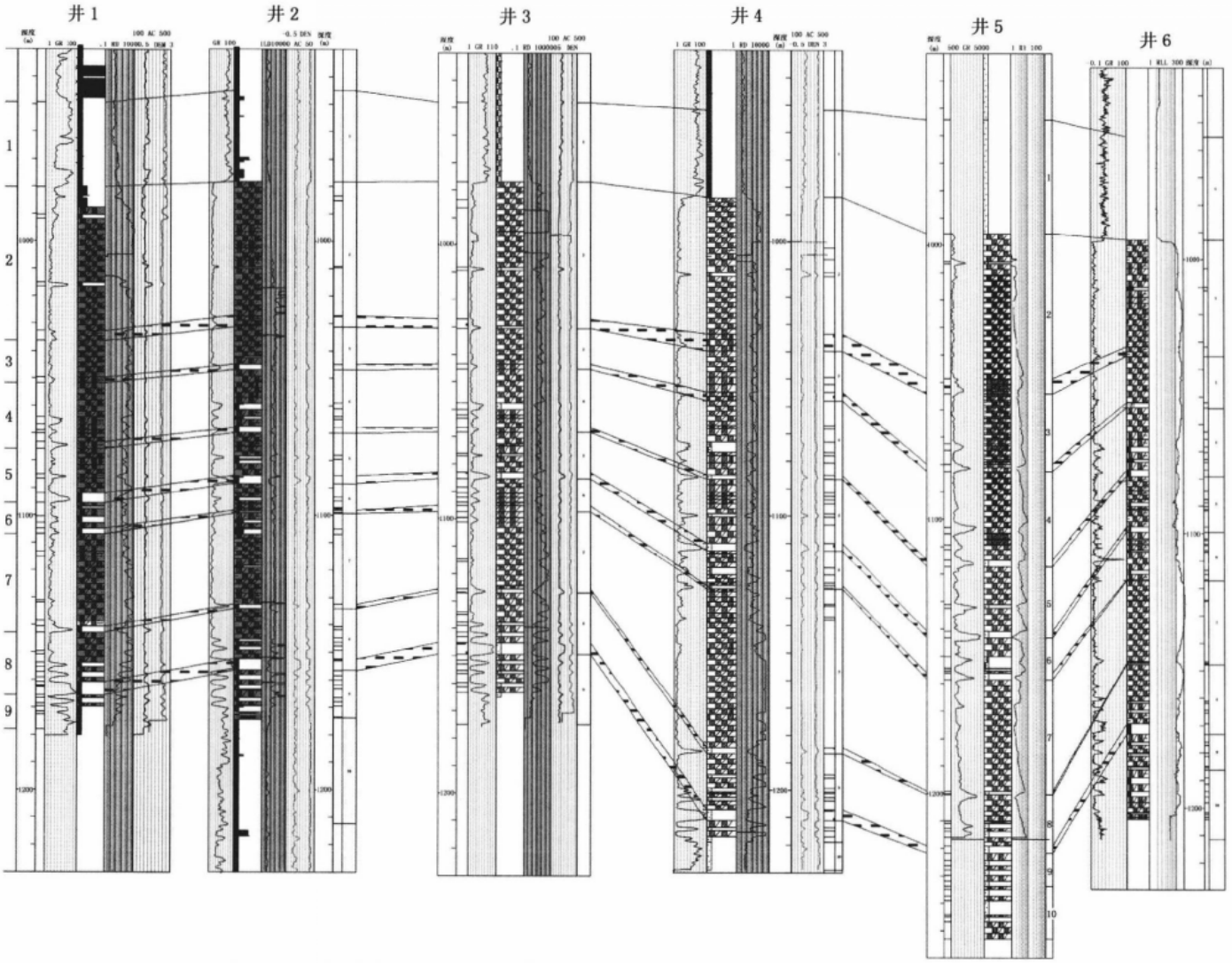


图 2-17　盐穴储气库盐岩内的泥岩夹层的对比图（根据“相似者相同”原理）

在油气勘探中，储层横向预测的方法是综合运用地震、地质、测井资料，以地震技术为主，定量预测储层的空间几何形态的方法。随着现代地震技术的高速发展，高分辨率三维、声阻抗技术等日趋成熟，人机联作解释系统广为普及，储层横向预测已成为油田勘探开发过程中的一项重要研究技术，并在勘探开发应用中取得了一系列满意成果。

储层预测技术同样可以对盐岩层内的夹层进行评价。目前，常用的方法有波形振幅方法、合成声波测井技术（SEISLOG 或 G—log 反演）、测井约束反演技术（STRATA 反演）、三维地震层切片技术、地震属性分析技术、频谱分析方法、地震模型技术等。目前所用的反演软件包括 JASON、STRATA、ISIS、CRIS、SEISLOG 等。

利用地震资料预测综合解释成果，就可以在纵向上和横向上对夹层的分布进行预测，作出不同夹层的平面分布范围图、埋深图和视等厚图，从而定量描述出夹层的形态和厚度变化（图 2－18、图 2－19）。

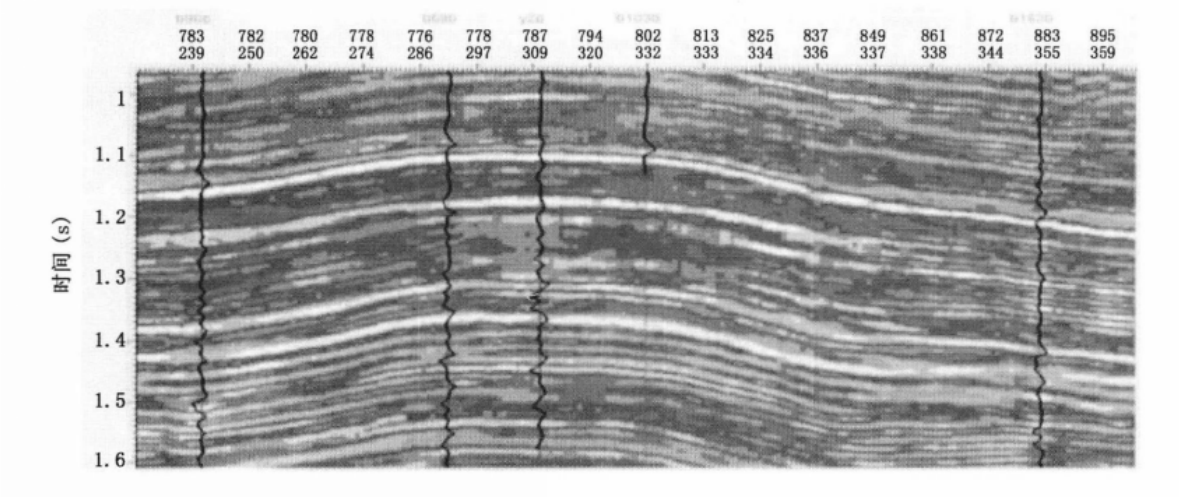


图 2－18　利用地震资料进行地层追踪对比

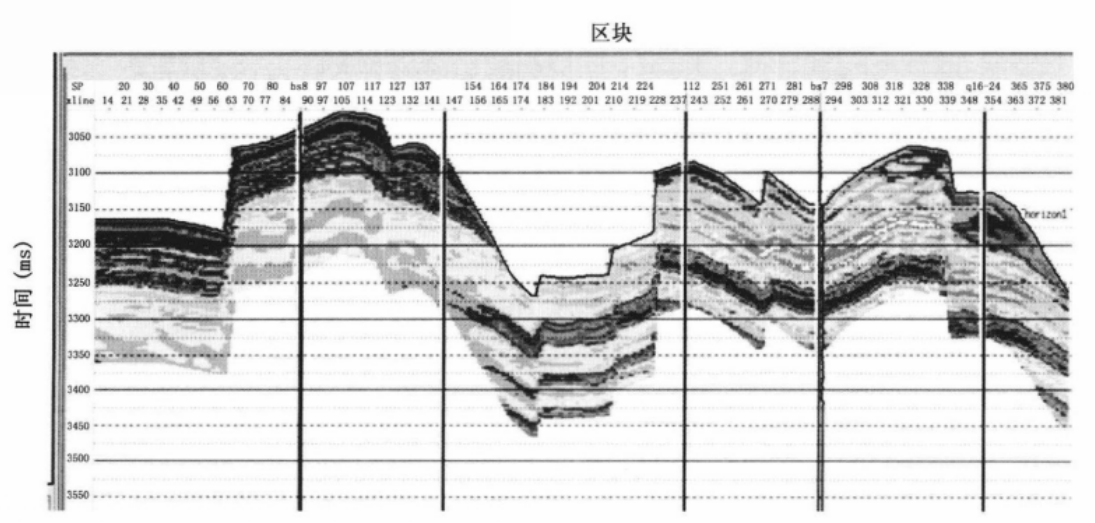


图 2－19　地震资料夹层横向预测（测井约束反演剖面）

四、建库区块选择

（一）选择条件

根据盐岩层的构造、盐体分布、盐岩品位、储量大小、综合地面情况，建库区块选择原则如下：

（1）构造形态简单，断层少，断距小，对建库无影响；

（2）盐层厚度大，分布稳定，含盐量高，夹层厚度小，水不溶物含量低于25%；

（3）盐层的顶、底板分布稳定，厚度较大，抗压强度大，无裂缝，封闭性和稳定性好；

（4）盐层埋深800～1200m，适宜建库要求；

（5）建库区块避开村镇、河流，但离水源要近；

（6）储气规模要满足市场正常调峰气量及应急气量的需求。

（二）建库区块选择

通过地质评价，对盐矿的基本地质特征有了明确的认识，根据盐矿构造评价成果、盖层评价成果、夹层评价成果结合地表条件，在盐矿区内选择构造相对平缓、断层少、顶底板稳定、盐层厚度大、埋藏适中和地表条件好的区块为建库区块。

要根据以下基础工作选择建库区块：

（1）盐矿区域构造图、断裂分布图；

（2）盐层顶、层底构造图、埋深图；盐层厚度图、盐层品位图、分布图；

（3）盐岩夹层平面分布图、夹层单层厚度图、夹层累计厚度图、夹层不溶物含量分布图、夹层连井对比图；

（4）盐层盖层构造图、埋深图、厚度图；

（5）盐矿水文化地质图；

（6）盐矿地表航拍图、地形图。

第三章　含盐系地层岩石力学特征

盐穴的稳定性和密闭性是在盐岩中成功建造储气库以及储气库安全运行所涉及的两个重要问题，稳定性和密闭性与盐岩力学特性密切相关。已有研究表明：盐岩具有较低的渗透特性、良好的蠕变特性和较强的裂隙自愈性，其力学性能较为稳定，对建设储气库和储气库运行压力的变化有较大的适应性。因此，充分了解掌握含盐系地层的盐岩、含夹层盐岩及非盐岩夹层等的岩石力学特征，预测和评价盐穴储气库的稳定性，对于盐穴储气库库址的选择、盐腔库容参数的设计和运行参数的控制，避免盐岩由于围岩应变或应力达到其极限而产生损伤以及损伤扩展，造成存储介质渗漏和盐穴储气库整体失稳，均具有重要的实用价值和工程实际意义。

第一节　岩石力学特征测定方法

含盐系地层岩石力学特征包括短期强度特征和蠕变特征。通过室内岩石力学实验，获得盐岩常规及蠕变力学参数，是研究岩石强度特征和变形规律的重要手段。

室内岩石力学实验主要包括常规力学实验和蠕变实验。常规力学实验包括巴西劈裂实验、单轴压缩实验、三轴压缩实验、直接剪切实验；蠕变实验包括单轴压缩蠕变实验和三轴压缩蠕变实验等。

一、岩石力学实验设备

实验采用三轴岩石力学实验机，图 3－1 为三轴岩石力学实验装置原理示意图。

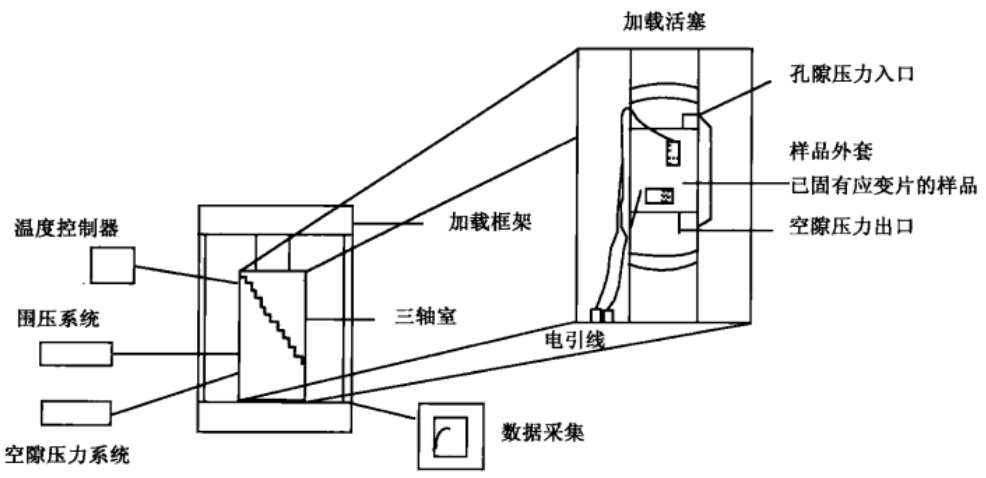
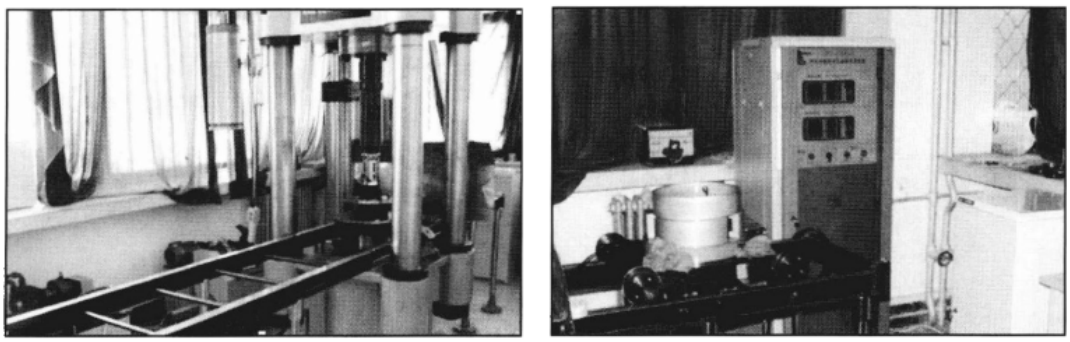


图 3－1　三轴岩石力学实验装置原理示意图

目前，国内外生产的电液伺服三轴岩石力学实验仪器的厂家有很多，如美国 MTS 公司、日本岛津公司以及长春朝阳实验仪器有限公司等。长春朝阳实验机有限公司生产的 RLW－2000 三轴剪切蠕变实验仪器，由轴向加载系统、围压加载系统、控制系统以及计算机控制与测量系统 4 部分组成（图 3－2）。其中最大轴向实验力为 2000kN，最大围压为 80MPa，最大剪切实验力为 1000kN。实验过程中荷载误差不超过 200N，仅为最大加载轴向力的 0.01%。



a 轴向加载系统　　b 控制系统

图 3－2　三轴岩石力学实验仪器部分图

二、岩心试样处理和加工

钻取的岩心应清洗、晾干、标记、蜡封，而后装入岩心盒，防止运输震动和人为因素造成损坏。岩心开启蜡封至进入实验作业的准备时间不超过 15 天，超时应重新蜡封保管。

由于常温下盐岩在水中的溶解度较高，因此在取心过程中，采用饱和浓卤水或其他不溶解盐的液体代替纯水作为套钻取心过程中的降温介质。取心后，对试样断面进行切割、磨平。

岩石力学实验试样制备，严格按照国际岩石力学协会的推荐方法（《Rock Characterization Testing and Monitoring》ISRM Suggested Methods）进行。

（1）每组试样块数不得少于 3 块。

（2）试样高度与直径或边长的允许偏差为 ±0.3mm；

（3）试样两端面的不平整度允许偏差为 ±0.05mm；

（4）试样端面应垂直于试样轴线，允许偏差为 ±0.25mm；

（5）方柱体或立方体试样相邻两端面应互相垂直，允许偏差为 ±0.25mm。

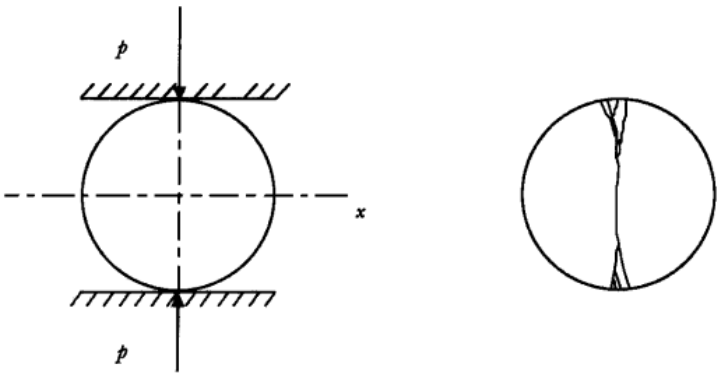
试样与加载设备中间放入垫片或者润滑剂，以避免端部效应。试样周边光滑，端面平行度与轴线的垂直度满足上述精度要求，以免产生附加弯矩，造成实验结果误差。圆柱表面必须保持光滑，避免表面有剥落、凹凸之处。根据测试试样特点和实验要求，控制应变或应力加载速率，如轴向加载，应变加载速率一般控制在 1×10^{-5}mm/s 左右，以防动态影响。

三、常规力学实验

（一）巴西劈裂实验

岩石在单轴拉伸荷载作用下达到破坏时所能承受的最大拉应力称为岩石的单轴抗拉强度（Tensile Strength），简称为抗拉强度。

岩石的拉伸破坏实验分为直接实验和间接实验两类。由于进行直接拉伸实验试样制备比较困难，在试样固定处附近往往有应力集中现象，同时难免在试样两端产生弯曲力矩，因此常采用间接实验方法，最常用的是巴西劈裂实验方法（Brazilian Test）（图 3－3）。



a 实验加载情形　　b 试样裂开情形

图 3－3　巴西劈裂实验

p—集中线荷载

巴西劈裂实验的试样一般为岩石圆盘，要求试样的高度和直径比为 0.5～1。实验加载方式如图 3－3a 所示。实验时沿着圆盘的直径方向施加集中线荷载 p，试样受力后沿着受力方向的直径裂开，如图 3－3b 所示。

由巴西劈裂实验求岩石抗拉强度的公式为：

$$\sigma_t = \frac{2p}{\pi DL} \tag{3-1}$$

式中　σ_t——岩石抗拉强度，MPa；

p——试样巴西劈裂破坏发生时的最大压应力值，N；

D——岩石圆盘试样的直径，m；

L——岩石圆盘试样的厚度，m。

图 3－4 为巴西劈裂试样及实验破坏后的状态。

（二）单轴压缩实验

在单轴压缩条件下，岩块能承受的最大压应力称为单轴抗压强度。

单轴压缩实验的目的是为了确定：①单轴抗压强度；②弹性模量；③泊松比。根据实验的数据可以用来估算单轴抗压强度 σ_c、杨氏模量 E 和泊松比 ν，其计算公式为：

$$\sigma_c = \frac{p}{A} \tag{3-2}$$

$$E = \frac{\Delta\sigma}{\Delta\varepsilon_1} \tag{3-3}$$

$$\nu = -\frac{E}{\frac{\Delta\sigma}{\Delta\varepsilon_3}} \tag{3-4}$$

式中　p——峰值荷载，MPa；

A——试样横截面面积，m^2；

$\Delta\sigma$——应力差，MPa；

$\Delta\varepsilon_1$ 和 $\Delta\varepsilon_3$——轴向和径向的应变差。

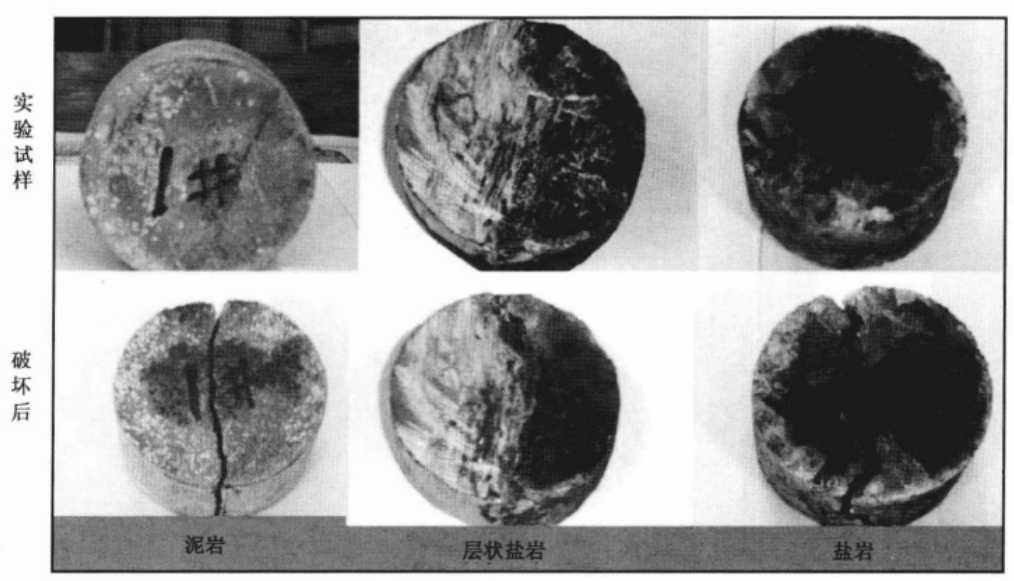


图 3－4　巴西劈裂实验试样（上）及破坏后（下）状态

单轴压缩实验的试样一般为岩石圆柱体，要求试样的高度和直径比为 2∶1。

单轴压缩实验程序为：将岩石试样两端加上加压柱，然后安装上应变传感器，进行加轴向压力直至试样破坏，在实验过程中记录试样的荷载和应变值（图 3－5）。

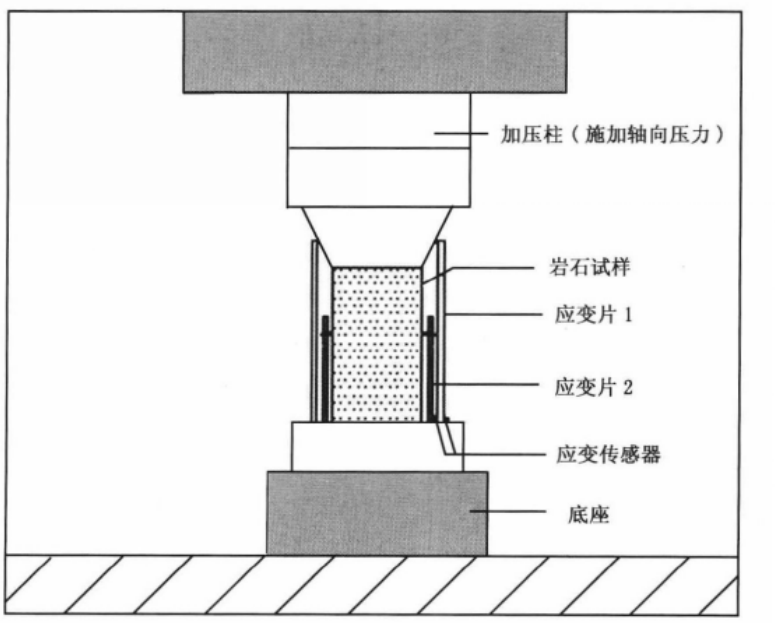


图 3－5　单轴压缩实验示意图

图 3 -6 为单轴压缩实验试样及实验试样破坏后情况。

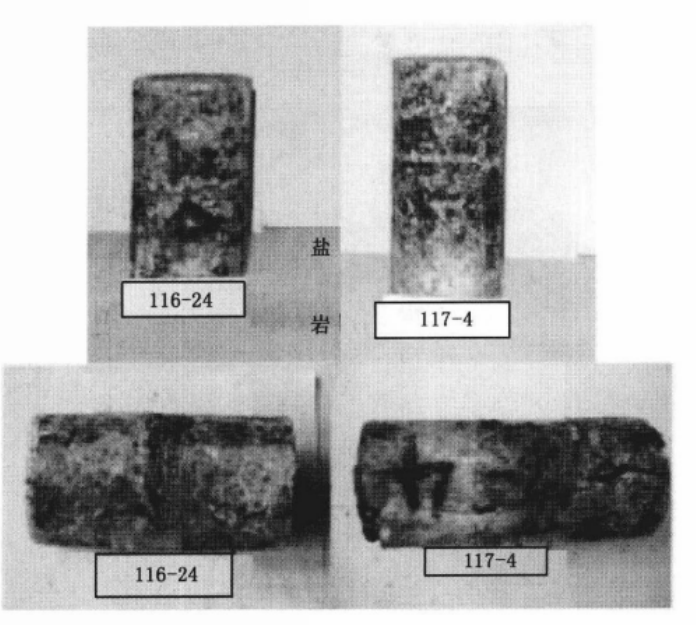


图 3 -6　单轴压缩实验试样（左）及破坏后（右）的情况图

（三）三轴压缩实验

实验试样在三向压应力作用下，能抵抗的最大轴向应力，称为岩块的三轴抗压强度。

三轴压缩实验的目的是为了确定不同围压下岩石的强度参数（①三轴抗压强度；②黏聚力 C；③内摩擦角 φ）。根据三轴压缩实验得到的数据，可以通过摩尔库仑破坏准则来计算岩石的黏聚力 C 和内摩擦角 φ，其计算公式为：

$$\sigma_1 = A\sigma_3 + B \tag{3-5}$$

其中：

$$A = \frac{1+\sin\varphi}{1-\sin\varphi}$$

$$B = \frac{2C\cos\varphi}{1-\sin\varphi}$$

则：

$$\varphi = \arcsin\left(\frac{A-1}{A+1}\right) \tag{3-6}$$

$$C = \frac{\sigma_c\ (1-\sin\varphi)}{2\cos\varphi} \tag{3-7}$$

式中　σ_1——不同径向应力时的轴向应力值，MPa；

σ_3——径向应力值，MPa；

σ_c——单轴抗压强度。

三轴压缩实验的试样一般为岩石圆柱体，要求试样的高度和直径比为 2:1。

三轴压缩实验程序：将岩石试样两端加上加压柱然后用密封套密封，安装上应变传感器，放入压力室；先向试样施加围压 p 达到预设定值，在保持围压 p 不变的条件下向试样施加轴向压力直至试样破坏，在实验过程中记录试样的荷载和应变值（图 3 -7）。

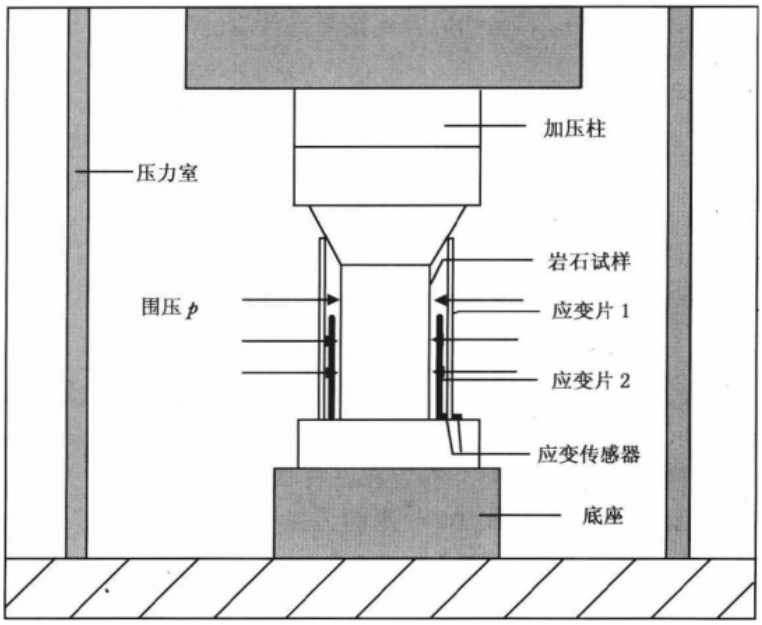


图 3－7　三轴压缩实验示意图

图 3－8 为三轴压缩实验试样及实验破坏后情况。

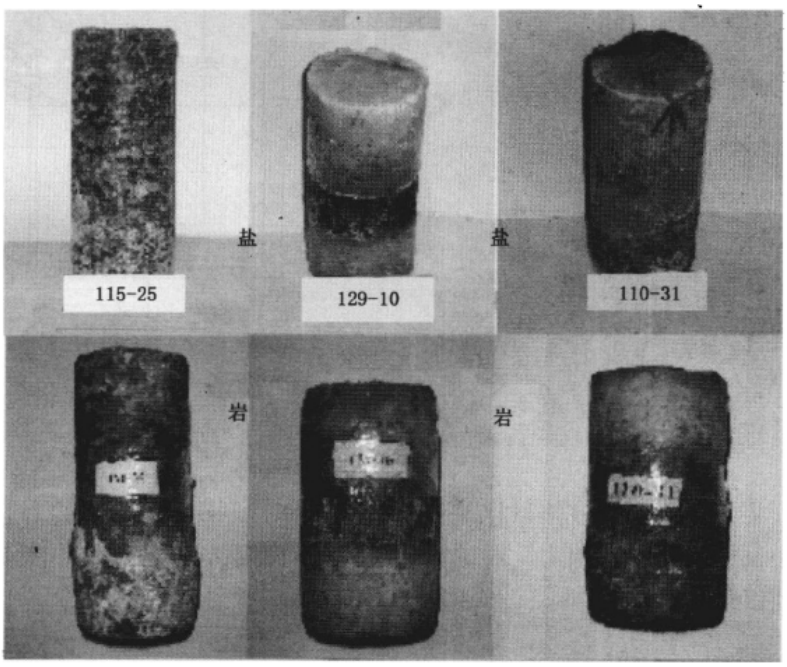


图 3－8　三轴压缩实验试样（上）及破坏后（下）情况

（四）直接剪切实验

在剪切荷载作用下，岩块抵抗剪切破坏的最大剪应力称为剪切强度。

直接剪切实验的目的是确定：①岩石的抗剪强度；②获取岩石的黏聚力和内摩擦角；③

对层状盐岩的界面剪切能获取盐岩与泥岩交界面的力学参数。

直接剪切实验的法向应力 σ_n 和剪切应力 τ 按下式计算。

$$\sigma_n = \frac{P}{A} \tag{3-8}$$

$$\tau = \frac{Q}{A} \tag{3-9}$$

式中 P——法向力；

Q——试样破坏前的最大剪切力；

A——沿试样剪切方向的有效剪切面积。

直接剪切实验的标准试样一般取边长为 150mm 的立方体，或直径不小于 150mm 的圆柱体，如图 3-9a 所示。如果岩心条件限制，可将盐岩加工成圆柱体试样，放入 150mm ×150mm ×150mm 的模具的中心位置，然后在试样周围浇注混凝土，在浇注的立方体中间，即试样的剪切层面位置预留一层 10mm 厚的无强度砂层，然后养护成型，如图 3-9b 所示。

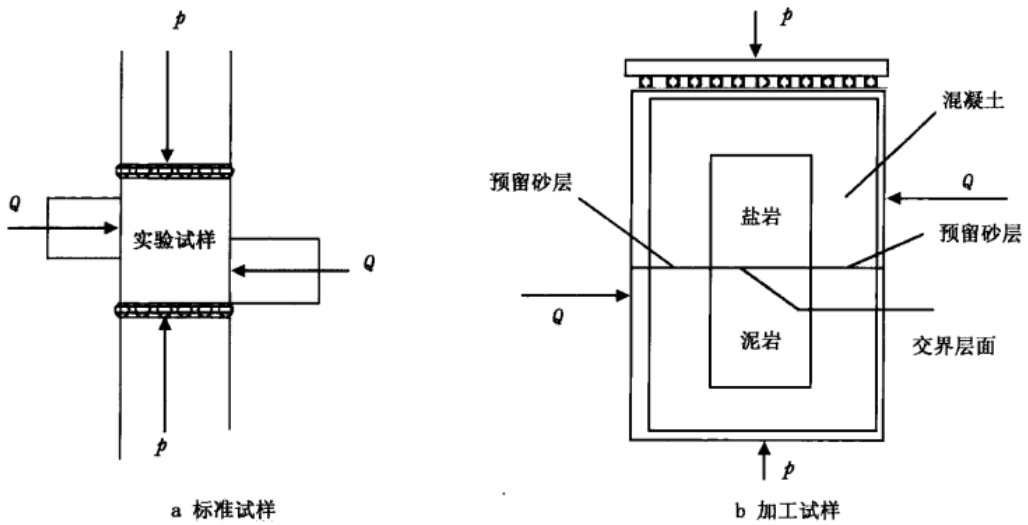


图 3-9 直接剪切实验示意图

p—轴向荷载；Q—剪切荷载

实验过程：将加工好的立方体试样放在轴向承压台上，分别在试样的上、下断面垫入滚珠垫片，以减小试样两端的摩擦力，对试样先施加轴向荷载 p，然后在常轴压条件下施加剪切荷载 Q，直到试样破坏。

四、蠕变实验

蠕变实验包括单轴压缩蠕变实验和三轴压缩蠕变实验等。

蠕变实验的目的：岩心试样在单轴或三轴条件下，采用不同级别加载的形式，获得盐岩蠕变速率，然后通过反演得到蠕变力学参数。

单轴压缩蠕变实验常用来研究岩石的时效性，评估无围压作用下轴向压力对蠕变的

影响。

三轴压缩蠕变实验不仅考虑了轴向应力的作用，也考虑了围压的作用，其结果对建立本构关系和工程应用均非常重要。

实验过程中先施加一定的围压（5MPa），稳定一段时间以使试样内应力平衡；然后以应力控制方式施加轴向荷载。一般为了得到盐岩稳定的蠕变过程，实验需要持续一周或更长时间。三轴压缩蠕变实验待测试样如图 3－10 所示。

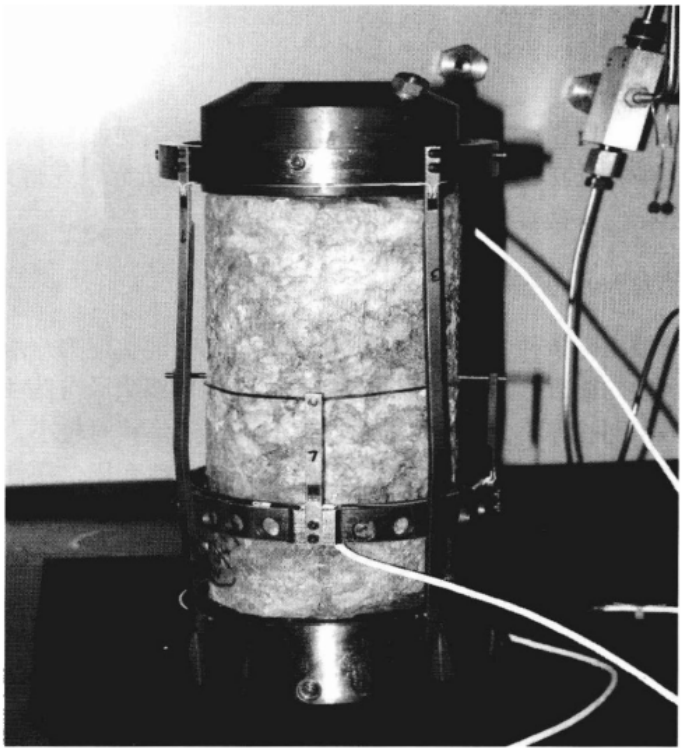


图 3－10　三轴压缩蠕变实验待测试样

第二节　含盐系地层岩石短期强度特征

我国盐岩矿床多为内陆湖相沉积层状盐岩，含盐系地层以盐岩为主，同时夹杂部分泥岩、硬石膏等夹层。通过对盐岩、含夹层盐岩及非盐岩夹层开展单轴压缩、三轴压缩、巴西劈裂及剪切等不考虑时间效应的常规岩石力学实验，并对实验特征进行分析和理论研究，总结含盐系地层岩石短期强度特征，建立其强度与变形理论等。

一、盐岩的力学参数

通过大量的盐岩单轴压缩、三轴压缩和剪切实验，获得了盐岩的短期强度与变形等力学特性参数。研究表明，盐岩属于一种强度较低、变形较大的软岩。

盐岩单轴抗压强度较低，横向变形能力较大。纯盐岩的单轴抗压强度一般为 20.0 ~

22.0MPa，单轴抗拉强度为0.8～1.3MPa，泊松比为0.3～0.4，弹性模量为5～6GPa，黏聚力为4MPa左右，内摩擦角为40°～50°。

盐岩的强度特征主要用黏聚力和内摩擦角表示，可以用剪切强度理论中的Mohr－Column准则表示：

$$\tau_c = \sigma_n \cdot \tan\varphi + C \tag{3-10}$$

式中 τ_c——岩石斜面的抗剪强度；

C——岩石斜面上的黏聚力；

φ——岩石的内摩擦角；

σ_n——法向应力。

目前国际上对盐岩短期强度研究的新趋势，是结合盐岩的损伤与渗透特性来研究盐岩的强度和变形特性。这种方法在一些岩石中进行了较多的实验研究，并得到了不少满意结果；但由于盐岩易溶于水，使得盐岩的渗透实验难度很大。

二、盐岩的应力—应变关系

盐岩在单轴或三轴压缩条件下可采用如图3－11所示的简化应力—应变模型，从图中可以看出，盐岩试样在轴向荷载作用下，其轴向应力—应变曲线大致分为4个阶段：

（1）空隙压缩及弹性变形阶段（Ⅰ）。此阶段岩石变形值相对较小，变形可部分恢复。

（2）应变硬化阶段（Ⅱ）。此阶段岩石变形大部分为塑性变形，弹性变形增加较少，随着应变的增加，轴向承载力亦有所增加。

（3）应变软化阶段（Ⅲ）。此阶段变形仍主要为塑性变形，但是随着应变的增加，轴向承载能力降低。

（4）塑性流动阶段（Ⅳ）。此阶段内，岩石变形不断发展，轴向承载能力基本不变或变化较小。

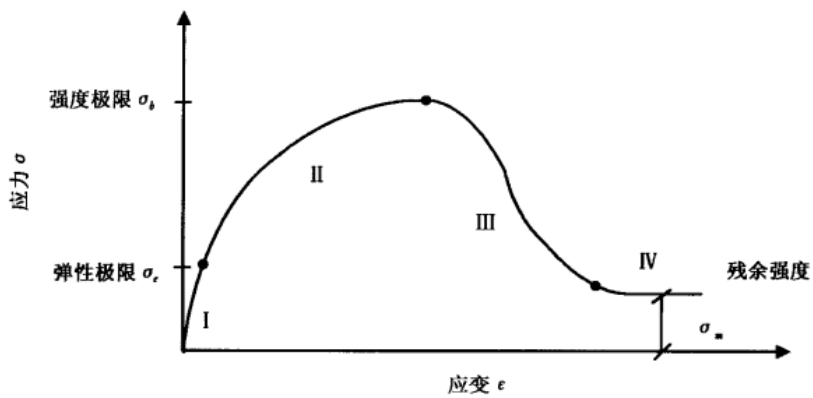


图3－11 盐岩应力—应变典型曲线

在三轴应力状态下，盐岩的应力—应变曲线比单轴压缩时具有更好的线性关系，而且围压的作用限制了微裂隙的生长和晶粒间的相对滑移。随着围压的增加，盐岩的弹性模量和峰值强度相应提高，变形特性均由脆性明显转化为延性。在相同围压下，盐岩变形能力大于含夹层盐岩。盐岩在三向约束荷载作用下，其刚度显示出强化的趋势。

三、盐岩应变硬化—软化特征

盐岩和含夹层盐岩在单轴及三轴加载条件下，其压缩实验的应力—应变曲线均具有明显的应变硬化与软化现象。在应变软化时，随着裂纹的扩展伴有强烈的扩容变形，随着围压的增高，扩容逐步减小，盐岩表现为从脆性向延性转化。

盐岩颗粒较大，盐岩颗粒之间充填物的黏聚作用是盐岩试样黏聚力大小的重要影响因素。如图 3－12 盐岩的试验结果曲线。随着试样塑性应变的增加，以及试样内部裂隙的发展和贯通，当试样内部颗粒间裂隙增大和填充物的黏聚作用降低，则岩样的黏聚力也随之逐步减小；同时，由于盐岩颗粒较大，形态不规则，属于摩擦型材料。随着塑性应变的增加及内部裂隙的扩展，其内摩擦力呈现出先增大后减小的现象。这应该是盐岩试样在单轴和三轴压缩条件下出现应变硬化—软化现象的根本原因。

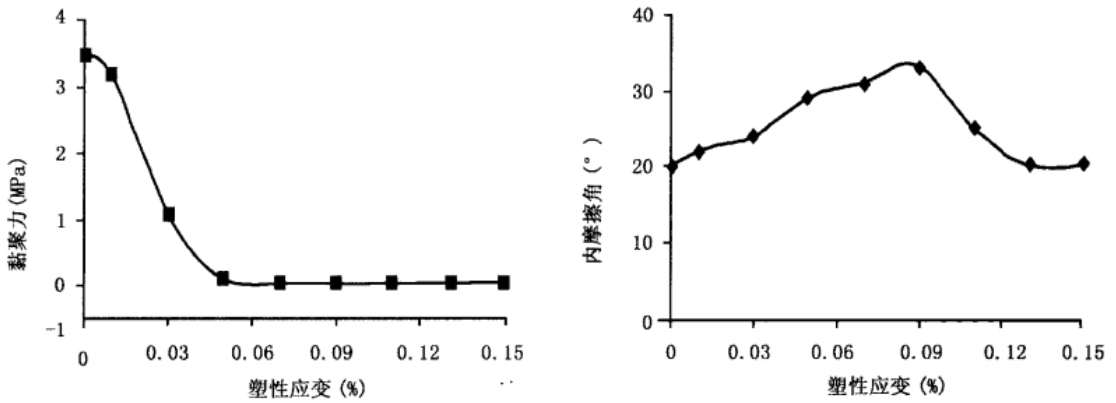


图 3－12　盐岩实验黏聚力及内摩擦角随塑性应变变化曲线

四、盐岩的破坏特征

盐岩劈裂实验的破坏形式与普通岩石的破坏形式相同，均由圆盘试件的中心附近开始破裂，最后裂成两个半圆形。盐岩的单轴压缩实验破坏形式均为沿着轴向的多个劈裂面呈现为张拉性破坏。三轴压缩条件下，盐岩没有明显的破裂面，而是出现侧向的膨胀破坏，其破坏特征不再是单纯的剪切破坏，当盐岩达到峰值应力强度后，仍具有较大的承载能力。

五、含夹层盐岩及泥岩的短期强度特征

针对我国含盐系地层地质条件，对含夹层盐岩及非盐岩夹层进行岩石力学实验，对比纯盐岩，得出其强度及变形特征。

（一）强度特征

泥岩和含夹层盐岩的单轴抗压强度、弹性模量、弹性变形均高于纯盐岩。

泥岩的抗压强度一般为 20.0～22.0MPa，单轴抗拉强度一般为盐岩的 2 倍，泊松比为 0.3 左右，弹性模量在 20GPa 左右，黏聚力为 4～15MPa，内摩擦角为 30°～40°。

含夹层盐岩的力学参数与夹层的含量有关，强度在纯夹层泥岩和纯盐岩之间，而且含夹层盐岩的单轴抗压强度随夹层含量增加呈增长趋势。层状盐岩中的盐岩和泥岩交界层面的强

度参数黏聚力与盐岩和泥岩力学参数相差不大，而内摩擦角比盐岩和泥岩的值大，表明层状盐岩中盐岩和泥岩的交界层面有较强的抗剪切能力，不易产生剪切滑动。

（二）变形特征

如图 3－13 所示，在单轴压缩试验中，当应力达到峰值强度时，盐岩轴向应变最大，泥岩最小，而层状盐岩轴向应变值在盐岩和泥岩之间。泥岩弹性模量和泊松比均大于盐岩，相同单轴应力下变形能力盐岩比泥岩大许多，而单轴抗压强度泥岩只比盐岩略大，因此层状盐岩在单轴压缩条件下，其变形主要是层状盐岩中的盐岩层贡献。

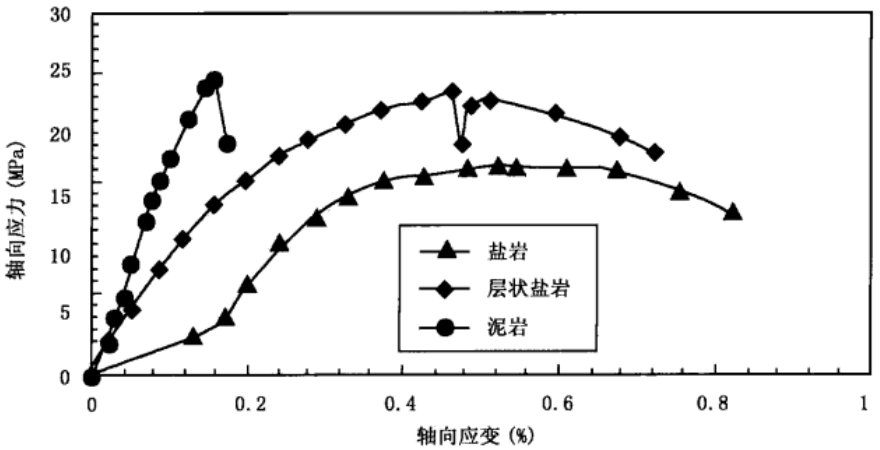


图 3－13　3 种岩石试样单轴压缩应力应变曲线

（三）破坏特征

盐岩中含有的泥岩夹层对盐岩的强度、变形特性以及破坏方式都有重要的影响。

含夹层盐岩和泥岩的劈裂试验的破坏形式同盐岩，由圆盘试件的中心附近开始破裂，最后裂成两个半圆形。

含夹层盐岩和泥岩的单轴破坏形式均为沿着轴向的多个劈裂面张拉性破坏。

单轴压缩条件下，含夹层盐岩的破坏是泥岩夹层部分沿轴向首先破裂，然后扩展到盐岩层部分，带动盐岩层张拉破坏，这是由于夹层虽然自身抗压强度较高，但其弹模较大，变形能力较低，与变形能力较大的盐岩协调变形时，相当于受到了附加的拉伸围压，故而首先张拉破坏。在盐岩层与泥岩层的交界面处没有发现滑移破坏。

泥岩在单轴压缩条件下，弹性变形段较为明显，在峰值强度后产生破坏，试样的轴向抗力迅速降低，表现为脆性破坏。

三轴压缩条件下，含夹层盐岩破坏形式非常复杂，在夹层处为剪切破坏，同时扩展到盐岩层部分，而在盐岩层处径向有明显的膨胀变形，在盐岩层与泥岩夹层的交界面处没有发现滑移破坏。

第三节　盐岩蠕变特征

蠕变一般指黏弹性或黏塑性固体材料在外部常荷载作用下其应变随时间缓慢变化的过程和现象。实验研究表明盐岩具有良好的蠕变特性，在盐岩地下储气库的工程应用中，这种蠕

变特性可适应在于储存过程中的储存压力的反复变化。

一、盐岩蠕变不同阶段

盐岩的典型蠕变分为3个阶段：初始蠕变阶段、稳态蠕变阶段和加速蠕变阶段(图3－14)。

(1) 初始蠕变阶段：蠕变曲线的初始阶段，在达到稳定蠕变阶段前，该阶段的蠕变应变率不断降低。

(2) 稳态蠕变阶段：蠕变曲线的第二阶段，此阶段内其蠕变应变率基本上保持为恒定值。

(3) 加速蠕变阶段：蠕变曲线的第三阶段，该阶段中的蠕变应变率不断地增加，直到试样破坏。

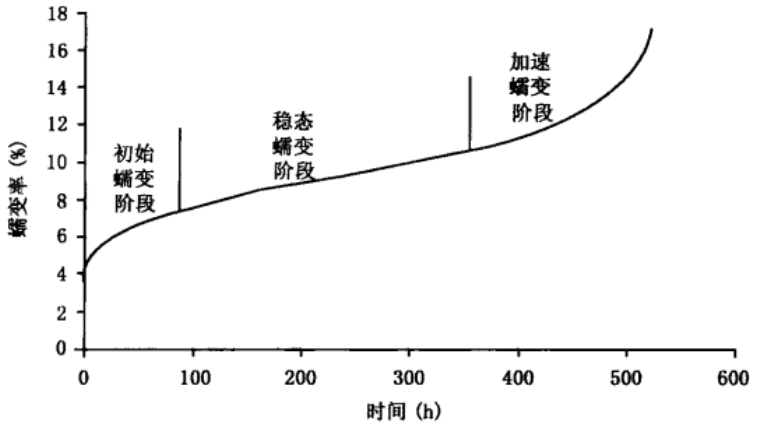


图3－14　蠕变全过程曲线

二、含盐系地层岩石蠕变力学特性

梁卫国等通过对某盐穴储气库区盐岩不同尺寸（如：①直径50mm，长100mm；②直径70mm，长140mm；③直径100mm，长200mm）、不同载荷水平（轴向荷载 σ_1 为5～35MPa，围压 σ_3 为0～20MPa）、不同加载时间（由100h至140天不等），以及几十个试样的单轴及三轴蠕变实验的研究，发现其蠕变具有如下特征。

在经历短期的初始蠕变之后，试样很快进入稳态蠕变阶段。初始蠕变阶段变形占实验阶段总蠕变量的10%～50%，但该时间过程却较短。根据应力水平的高低，一般从20个小时到40天之间不等。在不同应力水平作用下，盐岩的初始蠕变应变介于0.1%～2%之间，一般高应力水平（$\sigma_1-\sigma_3\geqslant 10$MPa）作用下的变形量较低应力水平作用下的大。在不同应力水平作用下，盐岩试样的稳态蠕变率从0.0023%/h到0.15%/h之间变化不等，随应力水平的提高，盐岩蠕变率变化十分明显。

在稳态蠕变阶段，当应力保持恒定时，蠕变率几乎保持恒定；此时，应变和时间的关系曲线近似为一条直线；而在初始蠕变阶段，蠕变率的变化则较为复杂，其原因是它与温度、应力水平和历史以及与其相适应的材料微结构的变化、微观残余应力场的变化等有密切的关系。

围压对蠕变曲线产生影响，即岩样的变形快慢与岩石所受的侧限压力有关，围压越大，

进入稳态蠕变和加速蠕变的时间越晚，稳态蠕变阶段越明显，越不容易进入加速蠕变阶段。轴向压力也将对蠕变曲线产生影响，轴向压力越大，应变率越大，进入稳态蠕变，加速蠕变阶段的时间就越早，稳态蠕变段经历的时间越短，即第二阶段不明显，盐岩越容易进入加速蠕变阶段。

对盐岩、含夹层盐岩及泥岩的单轴压缩蠕变实验表明：在相同偏应力条件下，盐岩的稳态蠕变率较高，泥岩的稳态蠕变率最低，层状盐岩的稳态蠕变率介于盐岩和泥岩之间。层状盐岩的稳态蠕变率与盐岩的稳态蠕变率基本在一个数量级上，而泥岩的稳态蠕变率比盐岩和层状盐岩要低一个数量级。由此可知，层状盐岩的蠕变变形主要是盐岩层的贡献。

盐岩或含夹层盐岩在低应力水平下都具有较明显的第二阶段蠕变，在较高应力水平时具有显著的稳态蠕变和强烈的持久性与延韧性，而且不易因变形达到常规的允许量值而失稳或破坏；同时，反复加卸载会加速蠕变发展，尤其是加速蠕变第三阶段即加速蠕变的出现。

无论盐岩、含夹层盐岩还是非盐岩夹层，其稳态蠕变率随着偏应力的增加而增加；相同偏应力下，稳态蠕变率随围压增加而减小。盐岩稳态蠕变率为泥岩夹层的 20 ~ 50 倍。

三、盐岩蠕变本构关系

盐岩蠕变的材料特征可以通过盐岩的蠕变本构关系加以描述。由于蠕变是压力、温度及时间等多因素参数的函数，且只能通过大量实验获得，所以有许多关于盐岩蠕变的本构描述。

盐岩的蠕变变形一般遵循下列 3 种蠕变机理，即：①在低应力和高温作用下的位错攀升变形机制；②在低温和低应力作用下的转换变形机制；③在较高的应力作用下的位错滑移变形机制及耗散蠕变变形机制。

对于盐岩稳态蠕变本构模型，国内外学者开展了大量的研究。Munson 等根据盐岩位错滑移理论建立了针对不同温度、不同应力条件下的多机制变形模型（M—D）本构模型；Chan 等根据盐岩位错理论建立了盐岩蠕变损伤理论；Hou 和 Wu 提出了考虑盐岩延展性变形、变位、硬化、软化及损伤和损伤恢复的 Hou/Lux 本构模型。这些模型由于其复杂性，且参数众多，而没有在工程中获得较为广泛的应用。

目前已经应用于我国盐穴储气库稳定性评价的盐岩本构模型主要有 3 种：幂指数模型、Cosserat 扩展本构模型和蠕变全过程本构方程。

（一）幂指数模型

幂指数模型考虑了主应力差对蠕变速率的影响，但未考虑围岩对蠕变速率的影响。通过扩展该蠕变本构关系，并在其中引入表征围压影响的函数，可以得到的关系为：

$$\dot{\varepsilon}_{ss} = f_c(\sigma_3)(\sigma_1 - \sigma_3)^n H(T) \tag{3-11}$$

式中 $\dot{\varepsilon}_{ss}$——稳态蠕变速率；

σ_1——轴向荷载；

σ_3——围压；

n——材料参数；

$f_c(\sigma_3)$——考虑围压作用的函数；

$H(T)$——考虑温度影响的函数。

通过分析，考虑围压影响的公式为：

$$f_c(\sigma_3) = A + B[\exp(-\sigma_3)]^r \tag{3-12}$$

式中 A、B、r——材料参数。

这样根据式（3－11），不考虑温度影响，盐岩稳态蠕变速率可以表述为：

$$\dot{\varepsilon}_{ss} = \{A + B[\exp(-\sigma_3)]^r\}(\sigma_1 - \sigma_3)^n \tag{3-13}$$

由于幂指数模型具有参数简单的特点，因此在工程和数值分析中获得了广泛的应用。

（二）Cosserat 扩展本构模型

由于我国盐矿基本特点是“盐岩层数多、单层厚度薄、含盐地层中的夹层较多”，因而武汉岩石力学所建立的反映层状盐岩体本构模型及长期强度的方程，可用于层状盐岩盐腔稳定性的评价。

这里的层状盐岩体指的是由具有不同物理特性的岩层交替而组成的互层盐岩体，含有众多夹层（如硬石膏层、泥岩层和钙芒硝层等）。针对由不同岩层交替而组成的含夹层盐岩体，考虑具有不同力学特性相邻岩层之间的细观位移协调，建立了一种新的代表单元，即宏观平均意义下考虑细观弯曲效应的层状介质 Cosserat 扩展本构模型。

图 3－15 为层状盐岩体的 Cosserat 介质的代表单元示意图，即材料 A 和材料 B 的复合

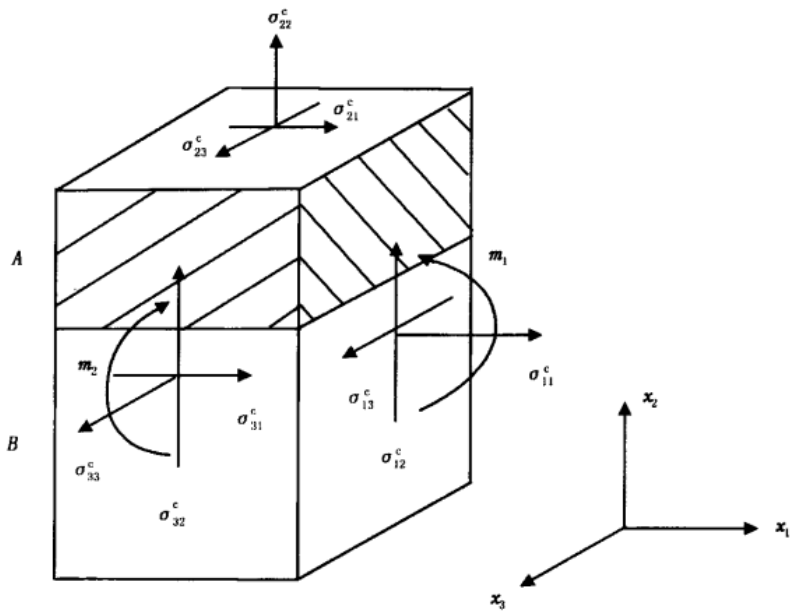


图 3－15　层状盐岩体的 Cosserat 介质代表单元

体，由连续介质理论推导三维层状介质扩展本构关系时采用如下 3 个假设：

（1）互层介质是由力学性质不同介质黏结而成，材料界面黏合很好，没有滑动、张开或者嵌入。

（2）发生拉伸变形或者弯曲变形时，块形单元 4 个侧面仍然保持为平面（平层状介质扩展模型本构关系截面）。

（3）材料变形很小。

这样可以建立互层介质的三维 Cosserat 介质扩展模型的弹性本构关系：

$$\begin{Bmatrix} \varepsilon_{11}^c \\ \varepsilon_{22}^c \\ \varepsilon_{33}^c \\ \varepsilon_{12}^c \\ \varepsilon_{21}^c \\ \varepsilon_{32}^c \\ \varepsilon_{23}^c \\ \varepsilon_{13}^c \\ k_1 \\ k_2 \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{11} & D_{12} & D_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & D_{22} & D_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & D_{33} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & & D_{44} & D_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & & & D_{55} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ & & & & & D_{44} & D_{45} & 0 & 0 & 0 \\ & & & Sym & & & D_{55} & 0 & 0 & 0 \\ & & & & & & & D_{66} & 0 & 0 \\ & & & & & & & & D_{77} & 0 \\ & & & & & & & & & D_{88} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \sigma_{11}^c \\ \sigma_{22}^c \\ \sigma_{33}^c \\ \sigma_{12}^c \\ \sigma_{21}^c \\ \sigma_{32}^c \\ \sigma_{23}^c \\ \sigma_{13}^c \\ m_1 \\ m_2 \end{Bmatrix} \tag{3-14}$$

式中 σ_{ij}^c——应力（i，j=1，2，3）；

ε_{ij}^c——应变（i，j=1，2，3）；

m_i——力（i=1，2，3）；

k_i——曲率（i=1，2，3）。

全部柔度矩阵系数中，只有8个独立，全部由各层弹性参数和体积百分比确定：

$$D_{11}=\frac{\dfrac{\alpha_A E_A}{1-\mu_A^2}+\dfrac{\alpha_B E_B}{1-\mu_B^2}}{\left(\dfrac{\alpha_A E_A}{1-\mu_A}+\dfrac{\alpha_B E_B}{1-\mu_B}\right)\left(\dfrac{\alpha_A E_A}{1+\mu_A}+\dfrac{\alpha_B E_B}{1+\mu_B}\right)}$$

$$D_{12}=\frac{\dfrac{\alpha_A \mu_A}{1-\mu_A}+\dfrac{\alpha_B \mu_B}{1-\mu_B}}{\dfrac{\alpha_A E_A}{1-\mu_A}+\dfrac{\alpha_B E_B}{1-\mu_B}}$$

$$D_{13}=\frac{\dfrac{\alpha_A \mu_A E_A}{1-\mu_A^2}+\dfrac{\alpha_B \mu_B E_B}{1-\mu_B^2}}{\left(\dfrac{\alpha_A E_A}{1-\mu_A}+\dfrac{\alpha_B E_B}{1-\mu_B}\right)\left(\dfrac{\alpha_A E_A}{1+\mu_A}+\dfrac{\alpha_B E_B}{1+\mu_B}\right)}$$

$$D_{22}=\frac{\alpha_A}{E_A}+\frac{\alpha_B}{E_B}-\frac{2\alpha_A\alpha_B\left(\dfrac{\mu_A}{E_A}-\dfrac{\mu_B}{E_B}\right)^2}{\dfrac{\alpha_A\ (1-\mu_B)}{E_B}+\dfrac{\alpha_B\ (1-\mu_A)}{E_B}}$$

$$D_{23}=D_{12}$$

$$D_{33}=D_{11}$$

$$D_{44}=\left(\alpha_A\frac{4G_A G'_A}{G'_A-G_A}+\alpha_B\frac{4G_B G'_B}{G'_B-G_B}\right)^{-1}$$

$$D_{45}=\left(\alpha_A\frac{4G_A G'_A}{G'_A-G_A}+\alpha_B\frac{4G_B G'_B}{G'_B-G_B}\right)^{-1}\left(\alpha_A\frac{G_A+G'_A}{G'_A-G_A}+\alpha_B\frac{G_B+G'_B}{G'_B-G_B}\right)^{-1}$$

$$D_{55}=D_{44}$$

$$D_{66}=\frac{1}{2\alpha_A G_A+2G_B}$$

$$D_{77}=\left[\frac{\alpha_A^3 E_A h^2}{12}+\frac{\alpha_B^3 E_B h^2}{12}+\frac{\alpha_A\alpha_B E_A E_B h^2}{4\ (\alpha_A E_A+\alpha_B E_B)}\right]$$

$$D_{88}=D_{77}$$

式中 α_A——A 层占总体积的百分比；

α_B——B 层占总体积的百分比；

h——微元体高度；

E_A——A 层弹性模量；

E_B——B 层弹性模量；

μ_A——A 层泊松比；

μ_B——B 层泊松比；

G_A——A 层剪切模量；

G_B——B 层剪切模量。

（三）蠕变全过程本构方程

考虑盐岩三级蠕变，通过西原蠕变模型建立具有蠕变韧性破坏特性的三维蠕变全过程本构方程，即：

$$\dot{\varepsilon}_{ij}=\frac{P'(D)}{2Q'(D)}(\dot{\sigma}_{ij}-\dot{\sigma}_m\delta_{ij})+\frac{1}{3}\frac{P''(D)}{Q''(D)}\dot{\sigma}_m\delta_{ij}+\frac{1}{\eta_2}\left\{\frac{F}{F_0[1-<\omega(t-t_p)>]}\right\}^m\frac{\partial F}{\partial\sigma_{ij}}F\geqslant 0 \tag{3-15}$$

式中 $Q'(D)$、$P'(D)$、$Q''(D)$、$P''(D)$——黏弹性模型三维算子函数；

$\dot{\sigma}_{ij}$——应力张量对时间的导数；

$\dot{\sigma}_m$——平均应力对时间的导数；

$\dot{\varepsilon}_{ij}$——应变张量对时间的导数；

η_2——塑性初始剪切黏滞性系数；

F——岩石屈服函数；

F_0——岩石屈服函数的初始参考值；

m——实验常数；

ω——损伤参数；

δ_{ij}——Kronecker Delta 符号。

ω 主要用于考虑长期蠕变使岩石产生损伤萌生、扩展、汇聚等引起参数劣化，其函数式为：

$$<\omega\ (t-t_p)\ >=\begin{cases}0 & t-t_p<0 \text{ 或 } \varepsilon<\varepsilon_p\\ \omega & t-t_p\geqslant 0 \text{ 或 } \varepsilon\geqslant\varepsilon_p\end{cases} \tag{3-16}$$

式中 t_p——第Ⅱ蠕变阶段结束时对应的时间；

ε_p——第Ⅱ蠕变阶段结束时对应的应变。

第四章　盐腔形态设计与稳定性

盐腔形态设计是盐穴储气库建设中的一项重要内容，而盐腔的形态是影响盐穴储气库稳定的主要因素之一。对于盐穴地下储气库，欧洲现行标准“EN1918－3：1998”给出了重要的有关功能性方面的建议。其他适用标准包括：美国石油学会（API）RP1114&1115《地下溶采储气库的设计与运行》；SMRI（国际盐溶协会）的建议；GPA（美国天然气加工者协会）的建议等。

第一节　设 计 原 则

盐穴储气库在设计建库方案时，必须认真评价盐岩在力学上的长期稳定性和闭合速度，还要考虑单个盐腔的深度、体积、盐腔几何形态、高宽比、顶部形态、盖层的特性和完整性，以及研究储气库最小和最大工作压力范围、注采气速度对盐穴围岩蠕变变形和地面沉降的影响等。

盐腔形态的设计应从储气库建造和长期运行阶段的安全性和稳定性来考虑，具体设计要求如下。

一、单腔设计技术要求

有关单腔设计的技术要求为：

（1）盐腔在盐层中的位置，即顶板厚度宜大于35m，生产套管鞋位置宜在盐层顶面以下20m处，底板厚度宜大于10m。

（2）盐腔形态。盐腔的形态宜为梨形。设计时应依据实际地质情况，根据稳定性评价确定盐腔的形态。

（3）上限压力应不超过储气库和上覆盖层破裂压力的80%。缺少破裂压力时，宜按0.017MPa/m的压力梯度计算，应满足盐腔稳定性要求。

（4）下限压力宜按0.006MPa/m的压力梯度计算，也应满足盐腔稳定性要求。

（5）最大注采气速率应同时满足以下条件。

①盐腔的任何区域无张应力区存在；

②温度波动引起的盐腔损伤区和盐腔体积要最小；

③储气库运行5年后，盐腔收缩率应在允许范围之内；

④应考虑注采管柱尺寸、结构及冲蚀流量、摩阻的影响为最小。

二、腔群设计技术要求

有关腔群设计的技术要求为：

（1）矿柱宽度应不小于两个盐腔最大直径平均值的2倍。

（2）盐腔与其他地面设施之间的距离应保证钻井作业和修井作业工作畅通无阻。

此外，为避免盐腔发生顶板塌落或盐腔壁散落，从而影响储气库整体的稳定性及气密性，因此在设计中应采取充分的安全系数。采用弧形腔顶，将顶部水平段跨度降至最低。盐腔顶部与生产套管鞋之间设计一个裸眼段。盐腔及其各要素如图 4－1 所示。

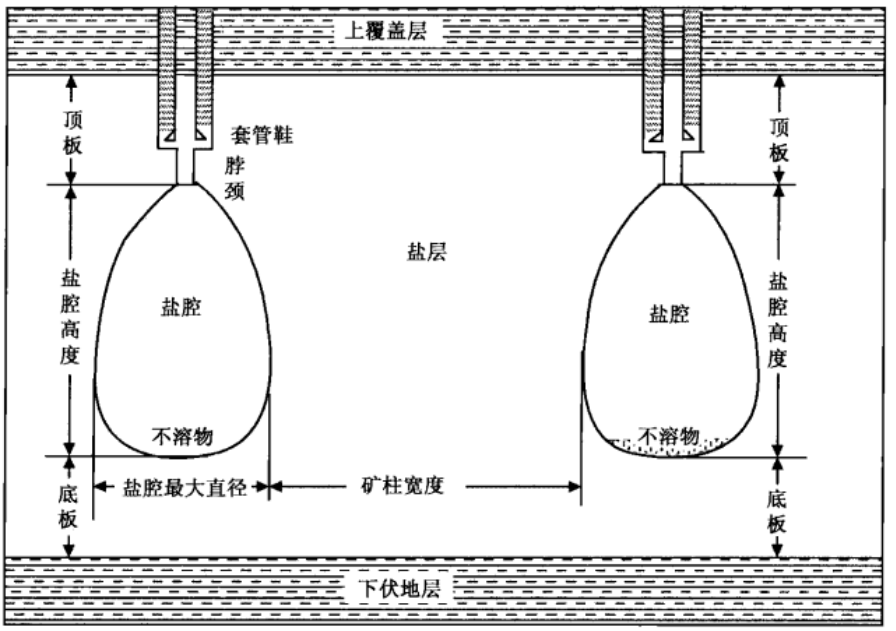


图 4－1　盐腔及其要素示意图

第二节　稳定性评价

一、内容

盐穴地下储气库的稳定性分析，实际上是一个固、液、气三相耦合的非常温、非线性、非均质的复杂问题。其显著特点是固体区域与流体区域互相包含、互相融合，形成相互重叠在一起的连续介质，并且不同的连续介质之间可以发生相互作用，难以明显地区分开。

（一）盐穴储气库结构不稳定级别

根据破坏其程度以及对盐穴稳定性可能造成的影响，盐穴储气库的结构不稳定性可划分为 3 种不同级别：

（1）局部岩石下落，主要出现在造腔和首次注气阶段，可能对管柱造成影响。

（2）顶板塌落或盐穴壁散落，设计时充分考虑安全系数即可避免此情况。

（3）储气库整体断裂或塌落，发生可能性极低，遵守基本的设计和施工规程就可以避免这一风险。

（二）盐穴储气库稳定性评价内容

盐穴储气库稳定性主要研究内容具体为：

（1）盐层埋深、厚度与盐腔几何形态高度、直径、大小和盐腔结构的关系；

（2）盐腔围岩应力、应变及塑性区分布规律；

（3）腔群间矿柱稳定性；

（4）盐腔顶板、底板稳定性；

（5）盐岩夹层对储气库盐腔稳定性的影响，由于盐岩与泥岩夹层的蠕变率不同，在交界面处会产生损伤，形成裂隙或裂缝是否会导致储气库气体泄漏；

（6）长期运行阶段盐腔的稳定性和收敛率，确定合理的运行气压。

确定盐腔形态等初步设计参数后，主要评价盐穴储气库运行阶段的稳定性，包括周期注采循环和应急采气两种工况。

1. 周期注采稳定性模拟

根据给定的运行注采内压变化规律，一年为一个循环，一般考虑模拟分析 30 年，可较真实地模拟盐穴储气库实际运行过程中随内压变化储库围岩的稳定性和安全状态。

2. 应急采气模拟

盐穴储气库在运行过程中，存在着应急采气工况，短时间内盐腔内部压力大幅度下降。应急采气工况可认为是盐穴储气库 1 年运行周期后，内压由最正常运营最低值，在 3 天内迅速下降到极限值，分析在此条件下储气库的稳定性和安全状态。

二、方法

在地下工程稳定的定量评价中通常采用的方法有：类比法、物理模拟法、解析分析法和数值模拟法等。盐穴储气库稳定性评价方法主要有解析分析法和数值模拟法，其中数值模拟应用广泛。

（一）解析分析法

解析分析法指通过对地质原型进行高度抽象后，得出简单的计算模型，并借助数学、力学工具来计算围岩中的应力分布状态，从而进行围岩稳定性评价。用解析分析法来分析围岩应力和变形，到目前为止多针对深埋地下工程，对于受地表边界和地面荷载影响的浅埋隧道围岩分析在数学处理上存在一定的困难。

王芝银等采用力学解析分析法，通过研究近似球形体和圆柱形体的盐穴储气库造腔及运行过程中围岩的应力、应变及位移解析，以莫尔—库仑塑性模型和张拉破坏条件为依据，建立了储气库盐腔内压的合理取值范围、内压控制条件、围岩弹性极限位移和黏弹性位移的解析分析式。

1. 基于三向压缩应力状态的储气库内压变化范围

考虑盐穴储气库造腔释放（竖向或水平向）应力与原始地应力的关系，根据莫尔—库仑强度条件，可得到原岩应力与储气库壁面最小与最大内压之间的关系，由此得到保证盐穴围岩稳定的最小压力 p_{smin} 和最大压力 p_{smax} 分别为：

$$p_{smin}=p_{0v}\frac{1-\sin\varphi}{1+\sin\varphi}-\frac{2c\cdot\cos\varphi}{1+\sin\varphi} \tag{4-1}$$

或

$$p_{smin}=p_{0v}\cdot\tan^2\left(45°-\frac{\varphi}{2}\right)-2c\cdot\tan\left(45°-\frac{\varphi}{2}\right) \tag{4-2}$$

$$p_{smax}=p_{0h}\frac{1+\sin\varphi}{1-\sin\varphi}+\frac{2c\cdot\cos\varphi}{1-\sin\varphi} \tag{4-3}$$

或
$$p_{smax}=p_{0h}\cdot\tan^2\left(45°+\frac{\varphi}{2}\right)+2c\cdot\tan\left(45°+\frac{\varphi}{2}\right) \tag{4-4}$$

则有：$p_{smin}\leqslant p_s\leqslant p_{smax}$

式中 p_s——盐穴储气库内压；

p_{0v}——竖向原岩应力；

p_{0h}——水平向原岩应力；

c——黏聚力；

φ——内摩擦角（°）。

当水平向原岩应力各向不同时，取其较小者参加计算。在式（4-1）至式（4-4）中以压力为正值，且 $p_{0v}\geqslant p_{0h}$，只适用于盐穴储气库内壁处于理想三向压缩应力状态下内压极限值的近似计算。

2. 盐穴储气库内压变化范围及极限位移解析解

1）近似球形的盐腔

根据莫尔—库仑（M—C）准则，建立球形体盐腔围岩应力与位移解析分析关系，经推导可得到储气库内壁不出现剪切破坏的条件：

$$\frac{3p_0\ (1-\sin\varphi)}{3+\sin\varphi}-\frac{4c\cdot\cos\varphi}{3+\sin\varphi}\leqslant p_s\leqslant\frac{4c\cdot\cos\varphi}{3-\sin\varphi}+\frac{3p_0\ (1+\sin\varphi)}{3-\sin\varphi} \tag{4-5}$$

式中 p_0——地层初始应力。

而储气库内壁的弹性极限位移 u_r 为：

$$-\frac{a\ (p_0\sin\varphi+c\cdot\cos\varphi)}{G\ (3+\sin\varphi)}\leqslant u_r\leqslant\frac{a\ (p_0\sin\varphi+c\cdot\cos\varphi)}{G\ (3-\sin\varphi)} \tag{4-6}$$

式中 a——内径；

G——剪切模量。

储气库内壁不出现张拉破坏的条件是：

$$p_s\leqslant 3p_0+2R_t \tag{4-7}$$

式中 R_t——围岩的抗拉强度。

2）近似柱形的盐腔

根据柱形体盐腔围岩应力与位移解析分析关系，利用莫尔—库仑（M—C）准则建立储气库内壁不出现剪切破坏的条件为：

$$p_0(1-\sin\varphi)-c\cdot\cos\varphi\leqslant p_s\leqslant c\cdot\cos\varphi+p_0(1+\sin\varphi) \tag{4-8}$$

而储气库内壁的弹性极限位移 u_r 为：

$$-\frac{a}{2G}(p_0\sin\varphi+c\cdot\cos\varphi)\leqslant u_r\leqslant\frac{a}{2G}(p_0\sin\varphi+c\cdot\cos\varphi) \tag{4-9}$$

储气库内壁不出现张拉破坏的条件是：

$$p_s\leqslant 2p_0+R_t \tag{4-10}$$

公式（4-6）至公式（4-10）为盐腔内壁保持稳定不破坏的控制条件。

3. 盐腔围岩黏弹性位移

盐岩蠕变实验研究表明，盐岩通常具有显著稳态蠕变阶段，且大多蠕变变形过程可用Burgers模型来描述（图4-2）。利用黏弹性理论的求解方法，可得到球形盐腔围岩的蠕变位移 u（t）为：

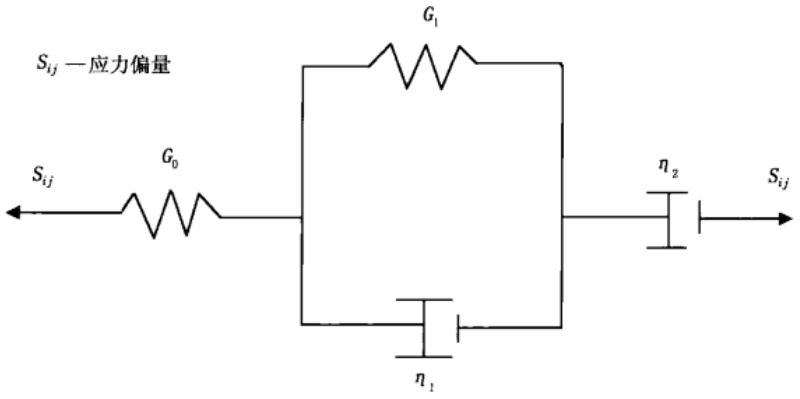


图4-2 Burgers模型

$$u\ (t)\ =\frac{a^3\ (p_s-p_0)}{4r^2}\left[\frac{1}{G_1}\ (1-e^{-\frac{G_1}{\eta_1}t})\ +\frac{1}{G_0}+\frac{t}{\eta_2}\right] \tag{4-11}$$

式中 G_0——剪切弹性模量；

r——半径；

t——任意时刻。

柱形盐腔围岩的蠕变位移 u（t）为：

$$u\ (t)\ =\frac{a^2\ (p_s-p_0)}{2r}\left[\frac{1}{G_1}\ (1-e^{-\frac{G_1}{\eta_1}t})\ +\frac{1}{G_0}+\frac{t}{\eta_2}\right] \tag{4-12}$$

式中 G_0——剪切弹性模量；

G_1——剪切黏弹性模量；

η_1——剪切黏弹性系数；

η_2——剪切黏塑性系数。

当围岩为含夹层盐岩时，所有参数 G_0、G_1、η_1、η_2 可取基于厚度的加权平均值。

4. 盐腔围岩位移状态分析

由公式（4-11）和公式（4-12）可知，当 $p_s > p_0$ 时，围岩将出现正位移，即盐腔内壁向围岩方向位移，否则围岩向盐穴自由空间位移；而且当 $p_s = p_0$ 时，无论围岩处于弹性状态，还是处于黏弹性状态都不产生新的位移。由此可见，合理控制内压，不仅能使盐腔保持稳定不破坏，而且将能有效地控制围岩变形，使储气库体积长期保持所需要的体积，大大减小储气库体积空间的收敛量。

5. 储气库运行期循环内压变化效应与控制条件

盐穴储气库盐腔形成后，随着运行过程中注气、采气时内压和工作内压的变化，围岩应力和位移将发生相应变化，对应的蠕变应力和变形也在发生循环往复的改变。若考虑每年按

季节性调峰内压作周期变化，且注气、采气过程所持续时间相对蠕变过程较短，因此可视每次注气或采气过程中内压变化均在瞬时完成。于是，根据 Boltzmann 叠加原理，以盐穴形成时为起始时间，可建立任意时刻盐穴围岩的应力、位移和应变解析分析关系和对应的控制条件。

1）盐腔近似球形

对于近似球形体盐腔，其围岩在任意时刻 t 时（$t \geqslant t_i$），由式（4－11）可给出位移的黏弹性解为：

$$u(t) = \frac{a^3(p_s - p_0)}{4r^2}\left[\frac{1}{G_1}(1 - e^{-\frac{G_1}{\eta_1}t}) + \frac{1}{G_0} + \frac{t}{\eta_2}\right] + \frac{a^3}{4r^2}\sum_{j=1}^{j=i}\Delta p_{sp}(t_j)\left[\frac{1}{G_1}(1 - e^{-\frac{G_1(t-t_j)}{\eta_1}}) + \frac{1}{G_0} + \frac{t - t_j}{\eta_2}\right] \tag{4-13}$$

式中 Δp_{sp}——第 j 次内压的变化值，内压增加取正值，内压降低取负值；

t_j——第 j 次注气或采气的时间值；

r——半径。

任意时刻 t 之前内压变化的迭加值 $p'_s(t)$ 为：

$$p'_s(t) = p_s + \sum_{j=1}^{j=i}\Delta p_{sp}(t_j) \tag{4-14}$$

储气库内壁不出现剪切破坏和张拉破坏的条件分别是：

$$\frac{3p_0(1-\sin\varphi)}{3+\sin\varphi} - \frac{4c\cdot\cos\varphi}{3+\sin\varphi} \leqslant p'_s \leqslant \frac{4c\cdot\cos\varphi}{3-\sin\varphi} + \frac{3p_0(1+\sin\varphi)}{3-\sin\varphi} \tag{4-15}$$

$$p'_s \leqslant 3p_0 + 2R_t \tag{4-16}$$

2）近似柱形体的盐腔

对于近似柱形的盐腔，其围岩在任意时刻 t（$t \geqslant t_j$）时，由式（4－12）可给出位移的黏弹性解为：

$$u(t) = \frac{a^2(p_s - p_0)}{2r}\left[\frac{1}{G_1}(1 - e^{-\frac{G_1}{\eta_1}t}) + \frac{1}{G_0} + \frac{t}{\eta_2}\right] + \frac{a^2}{2r}\sum_{j=1}^{j=i}\Delta p_{sp}(t_j)\left\{\frac{1}{G_1}\left[1 - e^{-\frac{G_1(t-t_j)}{\eta_1}}\right] + \frac{1}{G_0} + \frac{t - t_j}{\eta_2}\right\} \tag{4-17}$$

储气库内壁不出现剪切破坏和张拉破坏的条件分别是：

$$p_0(1-\sin\varphi) - c\cdot\cos\varphi \leqslant p'_s \leqslant c\cdot\cos\varphi + p_0(1+\sin\varphi) \tag{4-18}$$

$$p'_s \leqslant 2p_0 + R_t \tag{4-19}$$

（二）数值模拟法

20 世纪 70 年代以来，随着数学、力学理论以及计算机技术的发展，数值模拟法在工程地质和岩石工程领域得到应用，并作为解决复杂介质、复杂边界条件下各类工程问题的重要工具而逐渐得以推广。数值模拟法主要是采用弹塑性力学理论和数值计算方法，从研究岩体的应力和位移的角度出发，分析、评价岩体在一定环境条件下的稳定性状况。

由于盐穴地下储气库的不可见性，可根据实际地质条件和岩石力学实验获得的盐层物理力学参数，采用数值模拟法建立仿真模型，模拟盐穴储气库在周期注采和应急采气等条件下的应力、位移、塑性区及蠕变收缩率等，来判断盐腔的稳定性。

国内外盐穴储气库工程设计中，常采用FLAC^{3D}软件进行储气库盐腔稳定性的分析。图4-3为某盐穴储气库单腔数值模拟模型。

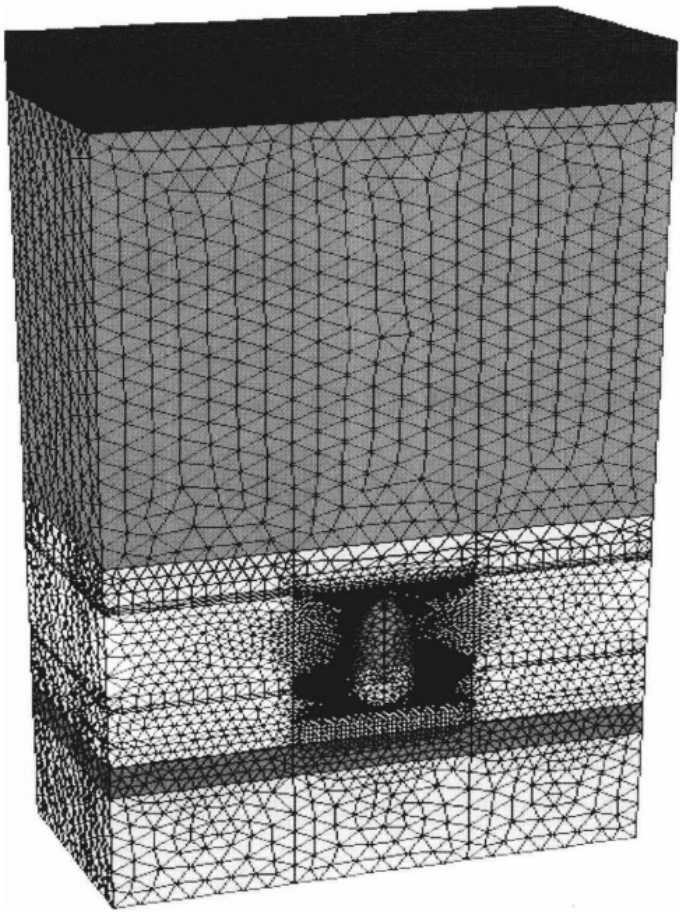


图4-3　盐穴储气库稳定性数值模拟模型

1. FLAC^{3D}简介

FLAC^{3D}是美国Itasca公司根据Cundall等人提出的显式有限差分法而编制的有限差分软件，具有很强的分析功能，它能够较好地模拟岩土材料在达到强度极限或屈服极限时发生的破坏或塑性流动的力学行为，特别适用于分析渐进和失稳破坏以及模拟非线性与大变形问题；同时，对渗流、蠕变、多场耦合及动力问题也可进行分析研究。其计算原理特点为：

（1）通过对三维介质的离散，使所有外力与内力集中于三维网络节点上，进而将连续介质运动定律转化为离散节点上的牛顿定律；

（2）时间与空间的导数采用沿有限空间与时间间隔线性变化的有限差分；

（3）将静力问题当作动力问题来求解，把运动方程中惯性项用来作为达到所求静力平衡的一种手段。

2. 蠕变计算原理与方法

FLAC^{3D}有限差分计算软件提供了能用于模拟材料的蠕变特性（即材料特性）随时间而变化的功能。该计算选项可实现多种蠕变材料模型，主要包括：经典黏弹性模型、指数模型、WIPP 模型、黏塑性模型、破碎盐岩本构模型等。

经典黏弹性模型是麦克斯韦体的经典公式；指数模型用于如盐或碳酸钾等矿产开采中；WIPP 模型用于盐层中核废料地下隔离研究中的热力学分析；黏塑性模型是 WIPP 模型的变形，并增加了塑性组成部分；破碎盐岩本构模型也是 WIPP 模型的变形，并增加了体积压缩和偏量压缩部分。

1）经典黏弹性模型（麦克斯韦尔材料）

经典牛顿黏滞体应变速率与应力成比例，形成黏性流动应力、应变关系，Jaeger（1969）等推导了三维平衡方程。黏弹性材料既表现黏性又表现弹性，麦克斯韦尔体的一维形式为：

$$\dot{u} = \frac{\dot{F}}{k} + \frac{F}{\eta} \tag{4-20}$$

式中 $\dot{u}$——速度；

F——力；

$\dot{F}$——力的导数；

k——弹性参数；

η——黏性参数。

对式（4-20）采用中心差分方程有：

$$\frac{\Delta u}{\Delta t} = \frac{F' - F^0}{k\Delta t} + \frac{F' + F^0}{2\eta} \tag{4-21}$$

其中：

$$F' = (F^0 C_1 + k\Delta u)\ C_2$$

$$C_1 = 1 - \frac{k\Delta t}{2\eta}$$

$$C_2 = \frac{1}{1 + \frac{k\Delta t}{2\eta}}$$

式中 Δu——位移；

Δt——1 个时步；

F'——新的力；

F^0——原有的力。

式（4-21）写成应力张量和应变偏量关系式为：

$$\sigma_{ij}^{d} = (\sigma_{ij}^{0} C_1 + 2G\Delta\varepsilon_{ij}^{d})\ C_2 \tag{4-22}$$

其中：

$$\Delta\varepsilon_{ij}^{d} = \Delta\varepsilon_{ij} - \frac{1}{3}\Delta\varepsilon_{ij}\delta_{ij}$$

$$\sigma_{ij}^{d0} = \sigma_{ij}^{0} - \frac{1}{3}\sigma_{ij}^{0}\delta_{ij}$$

$$C_1 = 1 - \frac{G\Delta t}{2\eta}$$

$$C_2 = \frac{1}{1 + \frac{G\Delta t}{2\eta}}$$

式中 σ_{ij}^{d}——应力张量的偏量，($i=1$，2，3；$j=1$，2，3；下同)；

$\Delta\varepsilon_{ij}$——应变增量张量的分量；

σ_{ij}^{0}——先前应力张量的分量；

G——剪切模量。

2）指数模型

该本构关系通常用来模拟盐的蠕变特性，标准指数形式为：

$$\dot{\varepsilon}_{cr} = A\,\bar{\sigma}^{n} \tag{4-23}$$

$$\bar{\sigma} = \left(\frac{3}{2}\right)^{1/2} \left(\sigma_{ij}^{d} \cdot \sigma_{ij}^{d}\right)^{1/2} \tag{4-24}$$

式中 $\dot{\varepsilon}_{cr}$——蠕变速率；

A，n——材料特性；

σ_{ij}^{d}——应力张量的偏量。

根据应力状态可把该蠕变速率分成两部分组成：

$$\dot{\varepsilon}_{cr} = \dot{\varepsilon}_1 + \dot{\varepsilon}_2 \tag{4-25}$$

$$\dot{\varepsilon}_1 = \begin{cases} A_1 \bar{\sigma}^{n_1} & \bar{\sigma} \geqslant \sigma_1^{ref} \\ 0 & \bar{\sigma} < \sigma_1^{ref} \end{cases} \tag{4-26}$$

$$\dot{\varepsilon}_2 = \begin{cases} A_2 \bar{\sigma}^{n_2} & \bar{\sigma} \geqslant \sigma_2^{ref} \\ 0 & \bar{\sigma} < \sigma_2^{ref} \end{cases} \tag{4-27}$$

式中 $\dot{\varepsilon}_{cr}$——蠕变速率；

n_1，n_2，σ_1^{ref}，σ_2^{ref}，A_1，A_2——材料实验参数。

3）WIPP 模型

WIPP 模型在核废料隔离研究中用于描述盐岩时间和温度依赖性。在 FLAC^{3D}中，偏应变率张量 $\dot{\varepsilon}_{ij}^{d}$由弹性部分 $\dot{\varepsilon}_{ij}^{de}$和黏性部分 $\dot{\varepsilon}_{ij}^{dv}$组成：

$$\dot{\varepsilon}_{ij}^{d} = \dot{\varepsilon}_{ij}^{de} + \dot{\varepsilon}_{ij}^{dv} \tag{4-28}$$

应变率标量 $\dot{\varepsilon}$ 由第一阶段蠕变率 $\dot{\varepsilon}_p$ 和第二阶段蠕变率 $\dot{\varepsilon}_s$ 组成，即：

$$\dot{\varepsilon} = \dot{\varepsilon}_p + \dot{\varepsilon}_s \tag{4-29}$$

第一阶段蠕变率的值依赖于第二阶段蠕变率的值，二者的计算公式为：

$$\dot{\varepsilon}_p = \begin{cases} (A - B\varepsilon_p)\ \dot{\varepsilon}_s & if\quad \dot{\varepsilon}_s \geqslant \dot{\varepsilon}_{ss}^{*} \\ (A - B\ (\dot{\varepsilon}_{ss}^{*}/\dot{\varepsilon}_s)\ \varepsilon_p)\ \dot{\varepsilon} & if\quad \dot{\varepsilon}_s < \dot{\varepsilon}_{ss}^{*} \end{cases} \tag{4-30}$$

$$\dot{\varepsilon}_s = D\,\overline{\sigma}^{n} e^{(-Q/RT)} \tag{4-31}$$

式中 D，n，A，B，$\dot{\varepsilon}_{ss}^{*}$——材料常数；

R——气体常数；

Q——是活动能量；

T——温度。

4）黏塑性模型

黏塑性模型考虑材料的黏弹塑性应力偏量特性与弹塑性体积变化特征。假定黏弹性和塑性应变速度分量以串联方式共同作用。黏弹性本构定律和伯格模型（开尔文体和麦克斯韦尔体串联组成）一致，而塑性本构定律和摩尔—库仑模型一致。

5）破碎盐岩（crushed salt）本构模型

变形盐本构模型在 FLAC^{3D}中实现了反映材料的体积和偏量的蠕变压缩特性，该模型是由 WIPP 模型变化而来，并参考了 Sjaardema and Krieg（1987）和 Callahan and Devrics（1991）的资料。

FLAC^{3D}计算分析中，蠕变模型和其他本构模型的主要区别在于时间问题的模拟。作蠕变分析时，计算所给的时步代表真实时步。在其他本构模型静力分析中，所给计算时步是一个非真实的数值，只是用于使计算模型过渡到稳定状态需要的时步。

在蠕变等时间相关计算中，在 FLAC^{3D}中允许用户自定义时步，程序缺省时步为零，也就是把材料作为线弹性材料。（使用 SET creep off 可停止蠕变计算）这可用于在蠕变分析之前获得平衡。在蠕变本构模型中充分利用了时步，且时步对计算的结果有影响。

三、标准

（一）技术规范评价标准

目前，世界范围内对盐穴储气库稳定性评价的标准并不统一。《中国石油天然气股份有限公司企业标准——金坛盐穴储气库盐腔技术规范》中规定盐穴储气库盐腔稳定性判据如下。

1. 张拉应力判据

盐腔任何位置不应出现张应力。

2. 岩石膨胀判据

岩石是否产生膨胀的判断式为：

$$\sqrt{J_2} \leqslant 0.27 I_1 \tag{4-32}$$

$$I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$$

$$\sqrt{J_2} = \left[\frac{1}{6}\left\{(\sigma_1-\sigma_2)^2 + (\sigma_2-\sigma_3)^2 + (\sigma_3-\sigma_1)^2\right\}\right]^{1/2}$$

式中 J_2——第二偏应力不变量（应力平方项），MPa^2；

I_1——应力第一不变量，MPa；

σ_1——最小主应力，MPa；

σ_2——中间主应力，MPa；

σ_3——最大主应力，MPa。

3. 蠕变应变判据

储气库运行 5 年后盐腔收缩率应控制在允许范围之内。

（二）安全系数评价标准

王芝银等通过岩石力学实验和数值模拟，建立了盐穴储气库强度稳定准则和安全系数准则，用于数值模拟方法中，可直观有效地评价盐穴储气库稳定性。

根据弹塑性理论，借助边坡工程中安全系数的概念，利用 Mohr－Coulomb 等强度准则，建立基于数值模拟单元的安全系数法。通过求解盐穴围岩稳定的安全系数，建立评价盐穴储气库稳定的量化指标，给出盐穴储气库围岩稳定的安全范围。为了考虑层状盐岩岩层及夹层分布的随机性，储气库围岩的安全系数可取为大于 1 的值，如取为 1.5。

1. 围岩安全系数

围岩安全系数可按以下 3 种方式计算。

（1）当围岩（盐岩和泥岩）某单元体具有剪切破坏趋势时，依据莫尔—库仑条件，单元的安全系数 F_s 可定义为：

$$F_s = \frac{2c \cdot \cos\varphi - (\sigma_1 + \sigma_3)\sin\varphi}{\sigma_1 - \sigma_3} \tag{4-33}$$

（2）当围岩（盐岩和泥岩）某单元体具有张拉破坏趋势时，根据张拉破坏准则，单元的安全系数可定义为：

$$F_s = \frac{R_t}{\sigma_{max}} \tag{4-34}$$

（3）当盐岩处于长期蠕变变形时，建立单元的安全系数为：

$$F_s = \frac{\tan\varphi \cdot I_1}{3\sqrt{J_2}} \tag{4-35}$$

式中 I_1——第一应力不变量；

J_2——第二应力偏量不变量。

2. 破坏接近度

与安全系数相对应，破坏接近度 D_s 的定义如下。

（1）剪切屈服破坏接近度可定义为：

$$D_s = \frac{1}{F_s} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2c \cdot \cos\varphi - (\sigma_1 + \sigma_3)\sin\varphi} \tag{4-36}$$

（2）盐岩长期蠕变变形破坏接近度可定义为：

$$D_s = \frac{1}{F_s} = \frac{3\sqrt{J_2}}{\tan\varphi \cdot I_1} \tag{4-37}$$

四、工程应用①

（一）工程概况

我国某盐穴储气库单腔设计高度为 90m，最大直径为 67m，腔顶埋深为 1563m，有效库容为 $14 \times 10^4 m^3$。盐腔形态如图 4－4 所示。该储气库群位于长输管线附近，主要满足天然气消费区季节调峰和应急调峰的需求。

① 参考《淮安盐穴储气库围岩夹层力学特征及稳定性分析》。

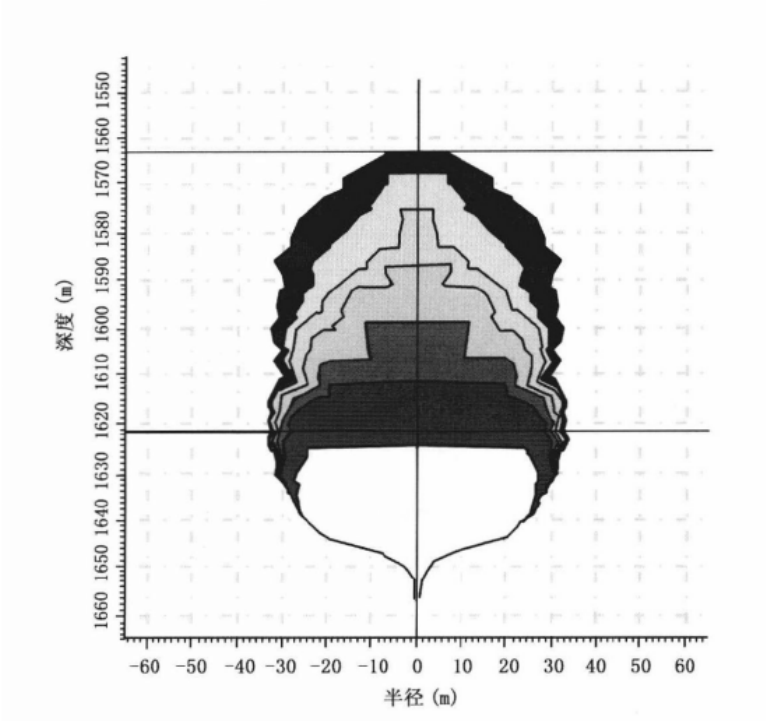


图 4－4　盐腔形态示意图

（二）地质模型

盐穴储气库所在含盐系为古进系阜宁组四段，盐岩层发育，盐岩质量好。地质模型如表 4－1 所示。岩性以盐岩为主，夹杂盐质泥岩、钙芒硝质泥岩及泥岩等夹层，水不溶物平均含量在 15% 左右。

表 4－1　盐穴储气库地质模型

序号	顶深(m)	底深(m)	NaCl 含量(%)	不溶物含量(%)	厚度(m)	岩性
1	1517.8	1519.8	73.47	13.66	2	盐岩
2	1519.8	1521.8	53.74	35.95	2	钙芒硝质盐岩
3	1521.8	1524.77	69.05	18.44	2.97	盐岩
4	1524.77	1526.77	30.17	39.1	2	钙芒硝质盐岩
5	1526.77	1528.77	49.29	20.98	2	盐质泥岩
6	1528.77	1532.41	65.47	20.01	3.64	钙芒硝质盐岩
7	1532.41	1533.96	81.65	8.76	1.55	盐岩
8	1533.96	1535.01	25.38	38.94	1.05	钙芒硝质泥岩
9	1535.01	1541.54	88.58	9.78	6.53	盐岩
10	1541.54	1543.54	52.6	42.76	2	钙芒硝质盐岩
11	1543.54	1550.47	50.77	16.24	6.93	盐岩

续表

序号	顶深(m)	底深(m)	NaCl 含量(%)	不溶物含量(%)	厚度(m)	岩性
12	1550.47	1554.6	66.82	19.16	4.13	盐岩
13	1554.6	1556.7	33.47	59.99	2.1	钙芒硝质泥岩
14	1556.7	1560.61	70.80	18.03	3.91	盐岩
15	1560.61	1561.13	16.91	75.28	0.52	泥岩
16	1561.13	1568.6	74.112	18.01	7.47	盐岩
17	1568.6	1571.1	25.02	50.81	2.5	钙芒硝质泥岩
18	1571.1	1594.11	77.75	12.82	23.01	盐岩
19	1594.11	1595.94	46.34	22.5	1.83	钙芒硝质泥岩
20	1595.94	1602	82.38	7.92	6.06	盐岩
21	1602	1605.4	15.08	53.83	3.4	泥岩
22	1605.4	1615	85.85	7.75	9.6	盐岩
23	1615	1620	13.88	37.85	5	钙芒硝质泥岩
24	1620	1622.05	53.71	34.56	2.05	钙芒硝质泥岩
25	1622.05	1624.1	87.1	6.28	2.05	盐岩
26	1624.1	1627.2	4.78	75.06	3.1	泥岩
27	1627.2	1642.7	86.91	7.03	15.5	盐岩
28	1642.7	1643.53	18.76	24.65	0.83	泥岩
29	1643.53	1644.82	80.18	8.69	1.29	盐岩
30	1644.82	1645.33	3.67	67.26	0.51	泥岩
31	1645.33	1654	74.62	11.48	8.67	盐岩
32	1654	1655.7	3.68	71.04	1.7	泥岩
33	1655.7	1660.2	72.83	11.14	4.5	盐岩
34	1661	1668	64.55	23.26	7	盐岩

（三）岩石力学参数

根据岩心岩石力学实验，确定储气库稳定性数值模拟的岩石力学参数，见表4－2。盐岩重度为2200kg/m^3。

表 4-2 盐岩蠕变全过程相关蠕变参数表

岩性	弹性参数（GPa）	剪切弹性模量（GPa）	剪切黏弹性模量（GPa）	剪切黏弹性系数（GPa·h）	剪切黏塑性系数（GPa·h）	泊松比	黏聚力（MPa）	内摩擦角（°）
盐岩	7.4	1.42	0.36	3.500	250	0.41	3.44	23
泥岩夹层	11.34	3.4	4.5	6.024	2800	0.3	10	33

（四）解析法稳定性评价

采用第四章第二节解析分析法中提出的内压计算公式（4-2）和公式（4-4）以及围岩位移分析公式（4-11），评价该储气库单腔稳定性，为储气库提供合理的设计参数取值范围。

地层压力与工作压力由室内实验确定的，如表 4-3 所示。力学参数取储气库盐腔所在位置岩层范围内的厚度加权平均值。注采气模拟过程按每年一个循环，共计算 30 年，每次注采气内压变化值均为 3MPa。

表 4-3 地层压力和工作压力

地层压力（水平）	地层压力（垂直）	工作压力	压力增量
p_{01}（MPa）	p_{02}（MPa）	p_s（MPa）	Δp（MPa）
20.500	38.600	9.500	2.917

计算得到的内压极限控制值如表 4-4 所示，计算参数如表 4-2 所示。

表 4-4 盐穴储气库内压极限控制值

p_0 取值	内压控制值（MPa）					
	球形形状			柱形形状		
	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值
$p_0=p_{01}$	4.385	41.808	23.096	6.736	34.264	20.500
$p_0=p_{02}$	13.663	71.573	42.618	17.302	59.898	38.600

储气库围岩的黏弹性位移计算结果如表 4-5 所示，计算参数取自表 4-2，且 $p_0=p_{01}$。

表 4-5 盐穴储气库黏弹性位移

p_0 取值	预测黏弹性位移值（m）				
	1 年	5 年	10 年	20 年	30 年
$p_0=p_{01}$	-0.19	-0.45	-0.77	-1.42	-2.07

综合表 4-4、表 4-5 可知，在表 4-2 和表 4-3 参数条件下，该盐穴储气库内压控制值约为 14～42MPa；运行 5 年后，最大位移为 0.45m；运行 30 年时后最大位移为 2.07m。

由以上计算结果给出符合实际的储气库围岩变形、体积变化和运行寿命的正确预测。合理控制内压可以避免围岩出现剪切或受张拉破坏；同时，使储气库体积保持在较小的变化范

围内，尤其是在围岩未进入塑性或黏塑性状态的条件下，适当的内压变化可使围岩变形方向发生改变，周期性变化使储气库总体积保持在一定的合理值域内；内压保持接近原岩应力时，可使储气库体积基本保持不变。

（五）数值模拟法稳定性评价

采用数值模拟法对该储气库工程周期运行工况进行稳定性评价，软件采用 FLAC^{3D}，评价中运用了安全系数评价准则。

1. 模拟工况

模拟盐腔在运行阶段的周期注采。最大内压为 27MPa，最小内压为 9.5MPa。一年为一个计算循环，最小内压线性递增为最大内压，每个内压下计算蠕变时间 30 天。共计算 30 个循环，即模拟储气库周期注采运行 30 年。

储气库内压变化如图 4－5 所示。

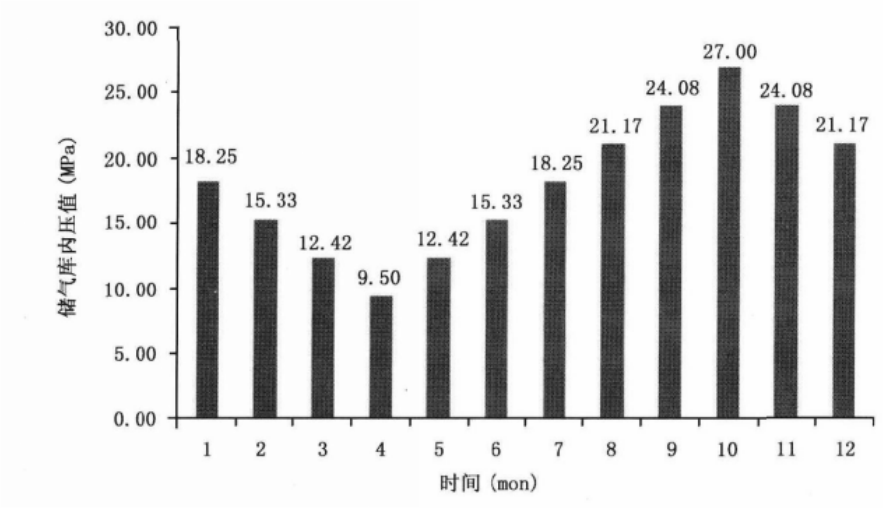


图 4－5　储气库内压变化方案

2. 数值模拟模型

根据实际盐腔形态，建立 FLAC^{3D}数值模拟模型如图 4－6 所示，利用盐腔对称性，采用¼个盐腔用于数值模拟，以减少单元格及计算时间。盐腔数值模拟模型底面边界 3 个方向位移固定，其余外边界法向位移固定。

3. 位移分析

1）关键点位移变化规律

由数值模拟的蠕变分析结果得到，盐腔顶板、盐腔中墙及盐腔底板 3 个关键点的位移值如图 4－7 所示。

根据图 4－7 可知，盐腔顶板、盐腔中墙、盐腔底板位移均随时间呈现增加趋势，其蠕变大约在 1 年后基本为线性发展，蠕变计算时间 30 年后，盐腔顶板最大位移为 4.88m，盐腔底板位移值最小（为 1.18m），盐腔中墙位移值与盐腔顶板下沉量接近（为 4.58m）。

2）盐腔体积收缩率

根据不同时间数值模型各点的位移值，得到盐腔体积收缩率与时间关系（图 4－8）。由图 4－8 得到，蠕变时间为 5 年时，盐腔体积收缩率约为 4.22%；蠕变时间为 10 年时，盐腔体积收缩率约为小于 8.44%；蠕变时间为 30 年时，盐腔体积收缩率为 24.91%。

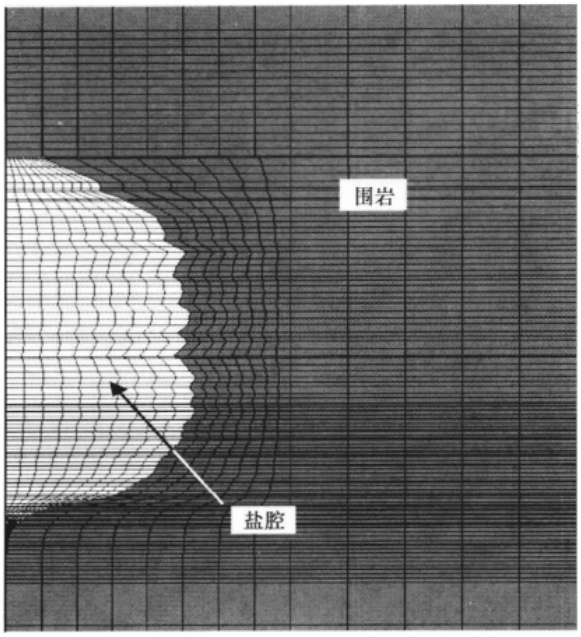


图 4－6　储气库周期注采稳定性数值模拟模型

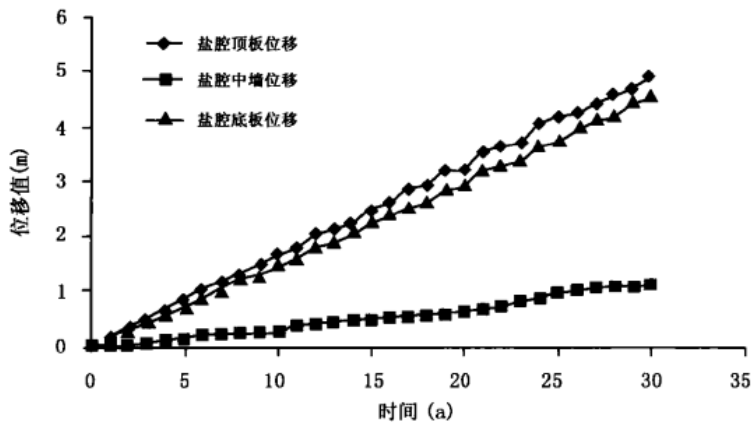


图 4－7　储气库盐腔顶板、盐腔中墙、盐腔底板位移随时间变化曲线

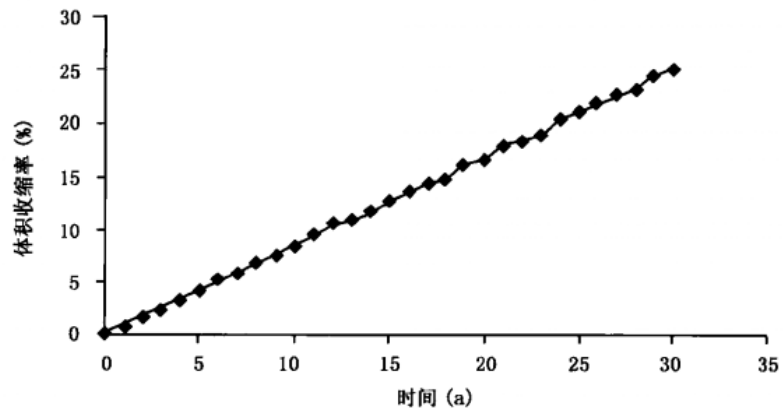


图 4－8　盐腔体积收缩率与时间的关系

3）围岩蠕变合位移变化规律

图4－9、图4－10给出了储气库单腔围岩随时间变化的蠕变合位移图。

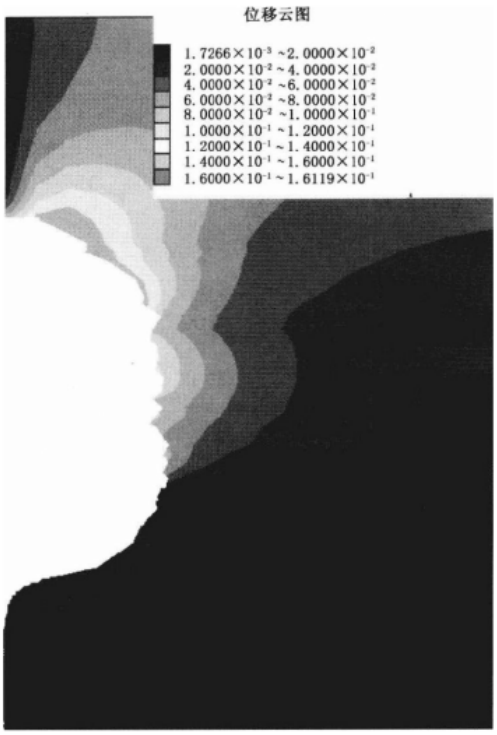


图4－9　1年围岩蠕变合位移云图

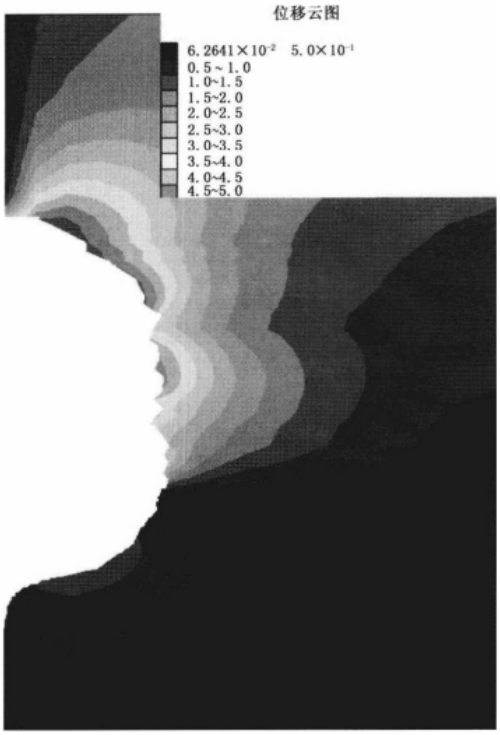


图4－10　30年围岩蠕变合位移云图

由图4－9和图4－10可见，盐腔围岩在蠕变过程中，围岩各点位移均随时间呈增大趋势，主要表现为盐腔顶板及其上部的下沉位移以及盐腔中部向盐腔内部发展的位移，盐腔底板的位移较小，盐腔周边位移分布与盐腔形态有较大关系，在盐岩及泥岩夹层接触面处，没有明显的位移突变，说明在界面处变形连续，盐岩及泥岩夹层之间没有相对滑动位移的出现。

储气库围岩经过30年蠕变变形后，盐腔周围变形较小，未产生较大的盐腔形态变化。

4. *应力及安全度分析*

1）泥岩夹层剪切屈服破坏接近度分析

采用式（4－36）对围岩进行剪切屈服破坏接近度分析，图4－11和图4－12给出了盐腔周围泥岩夹层在不同时刻的剪切屈服破坏接近度。由图4－11和图4－12可知，围岩中泥岩夹层剪切屈服破坏接近度均小于1，其中顶板平直面与侧面交接处剪切屈服破坏接近度最大，其值为0.63，即最小安全系数为1.58；则泥岩夹层没有发生剪切破坏，且有一定的安全储备。

2）蠕变盐岩层剪切屈服破坏接近度分析

图4－13和图4－14给出了储气库围岩盐岩层在不同时刻的剪切屈服破坏接近度，由图可知，盐岩层的剪切屈服破坏接近度均小于1，其中顶板竖井部位处剪切屈服破坏接近度最大，其值为0.70；即最小安全系数为1.43；盐岩层没有发生剪切破坏。

3）盐岩层长期蠕变变形破坏接近度分析

利用式（4－37）对盐岩层进行了长期蠕变变形破坏接近度分析。图4－15和图4－16给出了盐岩层在不同时刻的蠕变变形破坏接近度，由图可知，盐岩层蠕变变形破坏接近度均

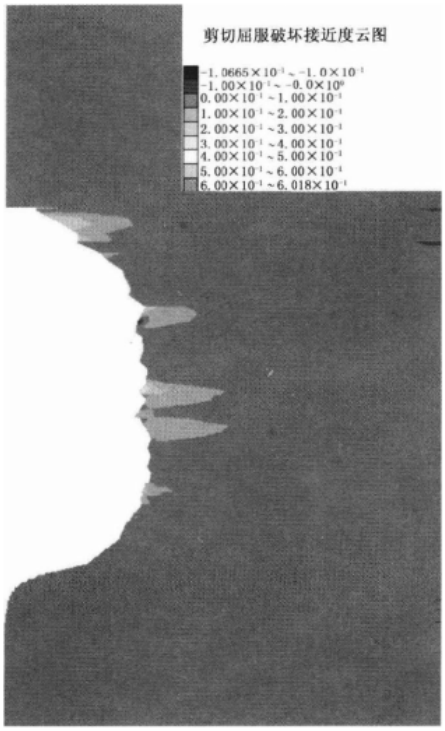


图 4－11　1 年蠕变泥岩夹层
剪切屈服接近度云图

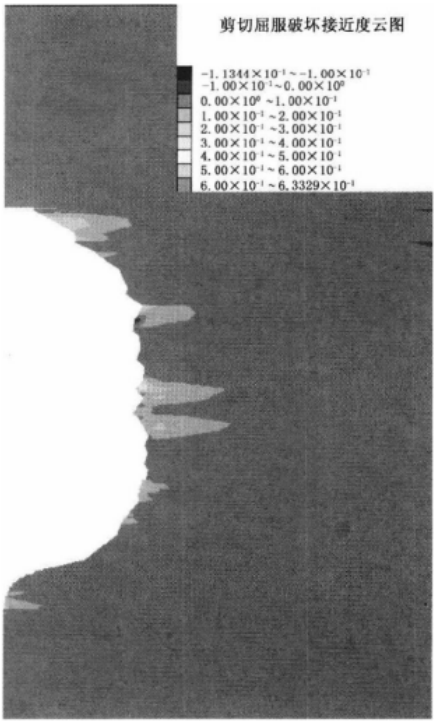


图 4－12　30 年蠕变泥岩夹层
剪切屈服接近度云图

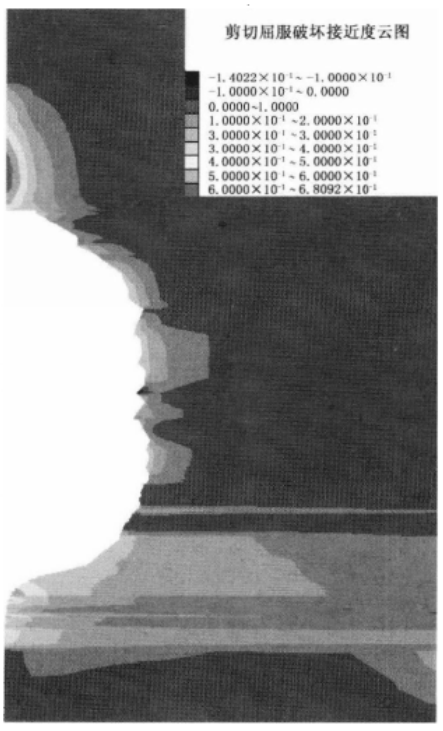


图 4－13　1 年蠕变盐岩层
剪切屈服破坏接近度云图

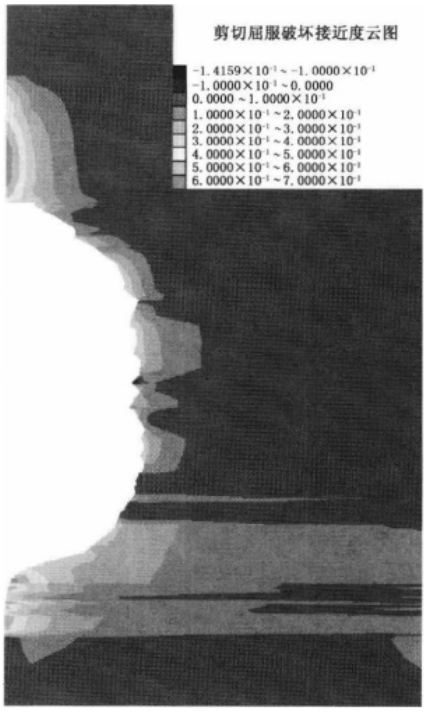


图 4－14　30 年蠕变盐岩层
剪切屈服破坏接近度云图

小于1，其中蠕变变形破坏接近度最大为0.60左右，即最小安全系数为1.67；故盐岩层没有发生因盐岩蠕变膨胀而破坏的现象。

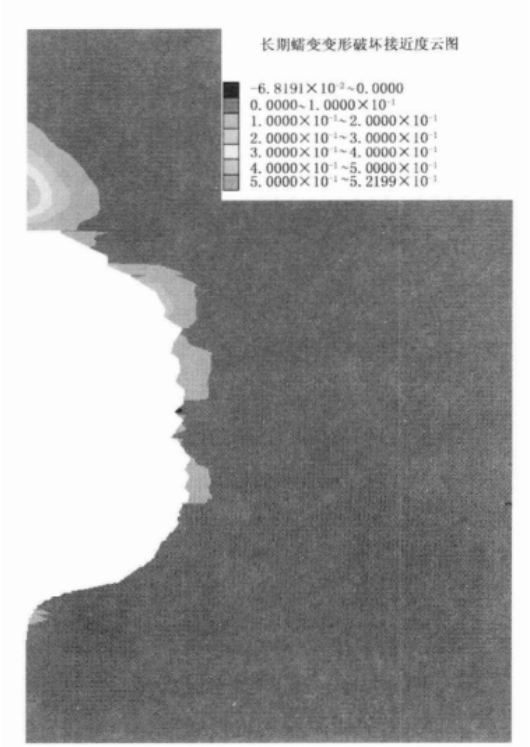


图4-15　1年盐岩层长期蠕变变形破坏接近度云图

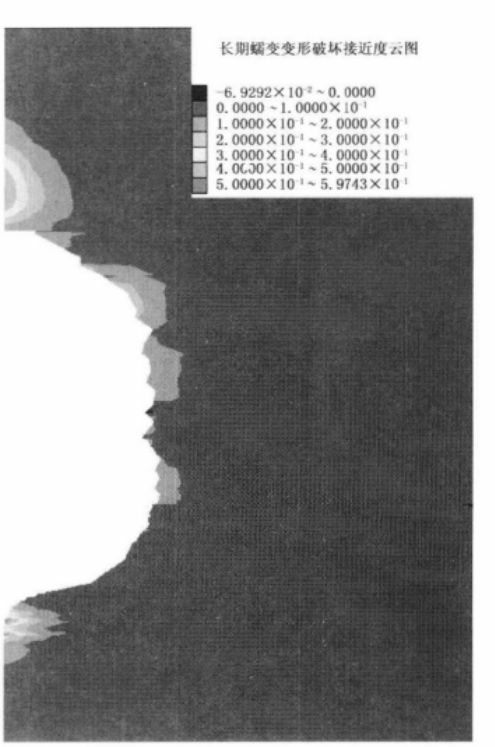


图4-16　30年盐岩层长期蠕变变形破坏接近度云图

4）泥岩夹层长期蠕变变形破坏接近度分析

不同蠕变时刻泥岩夹层长期蠕变变形破坏接近度如图4-17和图4-18所示，由图可知，盐腔周围壁面十分粗糙，因此在长期蠕变作用下，盐腔周围壁面不平整处的长期蠕变变形破坏度大于1。其中最大值为1.23左右，即最小安全系数为0.81；故泥岩夹层已发生因泥岩蠕变变形而破坏的现象，但区域范围很小。

5）最大主应力变化

图4-19和图4-20给出了围岩蠕变过程中的最大主应力云图，由图可见，由于盐腔顶板及底板跨度较大；因此在盐腔建成后初期阶段，其顶部及底部的中心部分存在少量的受拉区，即最大主应力大于零的区域，最大拉应力的值约为2MPa。当计算时间超过20年后，已经不存在受拉区。

5. 分析结果

表4-6汇总了上述盐穴储气库单腔稳定性数值模拟结果。

表4-6　盐穴储气库围岩蠕变变形数值分析结果汇总（30年）

内压（MPa）		最大位移（m）		最小安全系数				最大拉应力（MPa）	体积收缩率（%）		
最小值	最大值	顶板	边墙	泥岩夹层	盐岩层	盐岩蠕变膨胀	泥岩夹层蠕变变形		5a	10a	30a
9.5	27	4.88	4.58	1.58	1.43	1.67	0.81	0	4.22	8.44	24.91

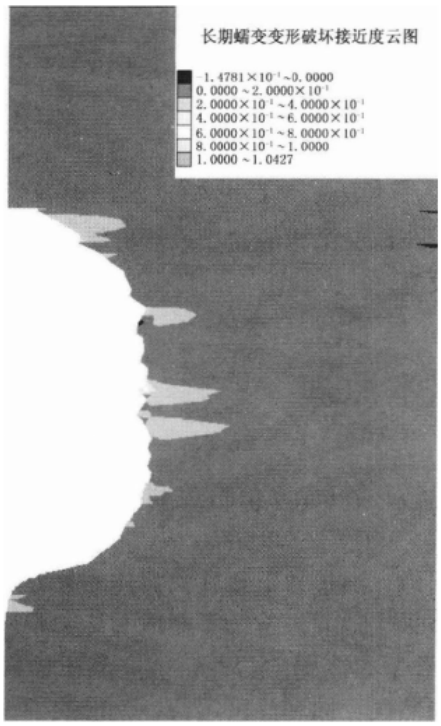


图 4－17　1 年泥岩夹层长期蠕变变形破坏接近度云图

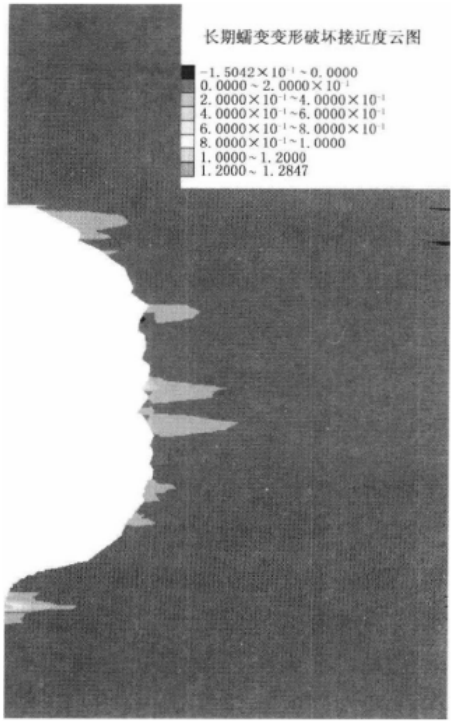


图 4－18　30 年泥岩夹层长期蠕变变形破坏接近度云图

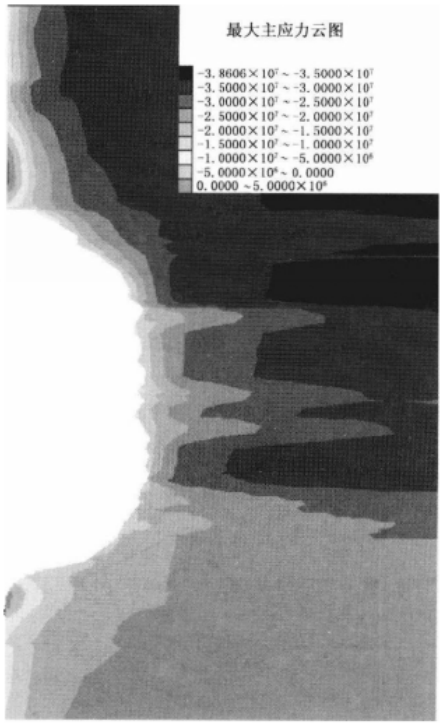


图 4－19　1 年围岩蠕变最大主应力云图

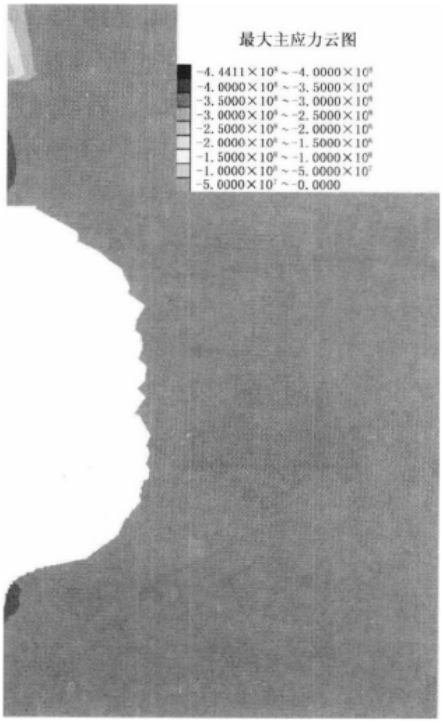


图 4－20　30 年围岩蠕变最大主应力云图

第五章　盐穴的建造

盐岩是一种极易溶于水的物质，盐穴储气库是建在地层沉积的盐丘或盐岩层中，采用人工控制溶盐方式采出卤水，形成储存天然气的地下设施。

第一节　造腔基本原理

盐岩的主要矿物成分为 NaCl，钠盐易溶于水，盐穴储气库水溶造腔利用盐岩这种物理性质，根据水溶采矿的原理，采用水溶淋洗方式完成。

利用钻井方式建立地面到地下盐岩层或盐丘的通道，通过井下管柱向盐体钻井导眼中注入淡水，淡水淋洗导眼后形成的卤水经过循环管柱被采出地面。连续不断地淋洗导眼就使导眼逐渐扩大，在人工控制溶盐的情况下，形成一定形态和体积的盐腔，即完成了盐穴的建造。在盐岩构造的一定区域内，利用多个盐穴进行天然气存储和注采运行，就形成了一定规模的盐穴地下储气库。

目前主要采用的是油垫法水溶造腔，利用油、水互不相溶，以及油密度小和油不溶解矿物的特性，实现对腔体形态和体积的控制。在井眼内下入 3 层套管（中心管、中间管和生产套管），从生产套管和中间管环形空间内注入油，使其在盐腔顶部形成一很薄的油垫层，控制上溶；自下而上的方法提升管柱，造腔初期采用正循环（淡水从中心管进入，中心管和中间管环形空间排出卤水），后期采用反循环造腔（淡水从中心管和中间管的环形空间进入，从中心管排出卤水），图 5－1 所示为建设盐穴储气库的水溶造腔流程示意图。

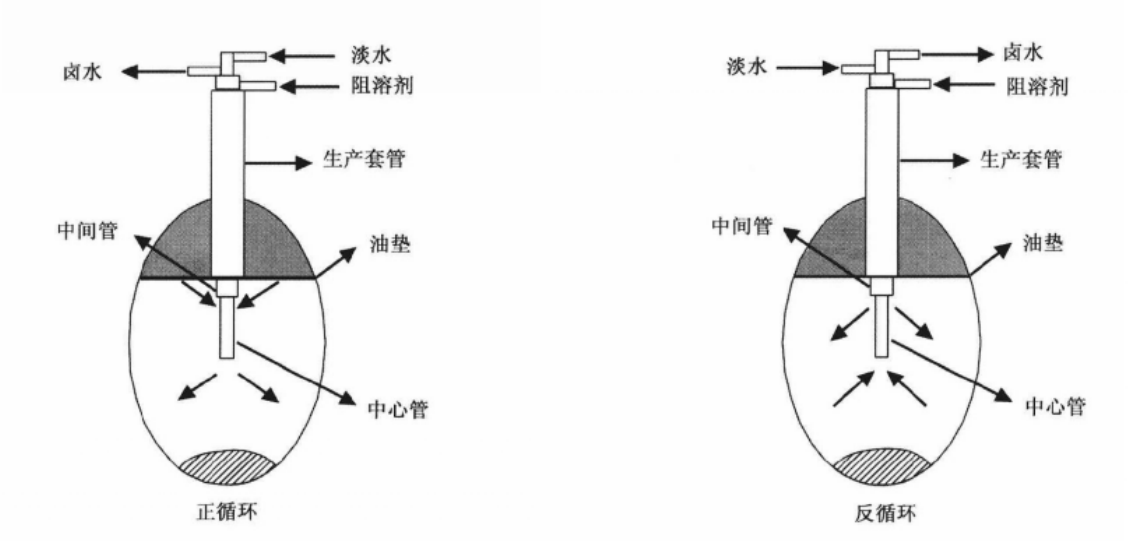


图 5－1　油垫法水溶造腔正反循环示意图

第二节　造腔基本过程

造腔过程根据不同的淋洗阶段，主要可划分为3个时期：建槽期、造腔期和封顶期。

一、建槽期

建槽期是盐腔淋洗的初始阶段，在靠近盐层底部溶漓出一个类似碗状的盐腔，用以堆放水溶造腔过程中的不溶物。此期间首先将中心管下至井眼的底部，中间管按设计的垫层厚度下至要求的井深位置，垫层与卤水的交界面和中心管底端的距离就是盐岩溶漓的高度。建槽期采用正循环方式，防止因不溶物质沉淀而堵塞中心管，并可以在盐腔底部建造最大直径的不溶物堆积槽。

采用计算机辅助手段事先预计建造所需要的时间，有利于建槽的顺利完成。建槽期的时间要适中，时间过短，槽的大小不能够满足存放杂质的要求；时间过长，会影响整个盐穴储气库的造腔周期。一般建槽所需时间为盐穴储气库造腔周期的10%左右。例如建造一个有效体积为25m^3的盐腔，水溶造腔需要的时间有3年半左右，建槽期时间一般为150天左右。

建槽期结束后要进行声纳测井，以确定其体积是否达到设计要求。

二、造腔期

建槽完成后进入造腔期，需要对采卤管串进行提升，由下而上对盐岩进行溶漓。此期间采用反循环方式，即从中心管与中间管的环形空间注入淡水，从中心管采出卤水。造腔期形成的盐腔，形态应为梨形。

在由下而上地进行溶漓时，需要根据盐岩的厚度来决定分为几个提升阶段完成主体盐腔的建造。每个阶段的高度，取决于地质条件和水溶工艺的要求。每个阶段的溶漓达到所需扩展的盐腔直径后，采卤管串和垫层水平面都要相应的提升到下一个溶漓高度。

造腔期所需时间比较长，具体情况需要视实际地层情况并通过计算机辅助手段来确定。

三、封顶期

为了使盐腔经过溶漓后形成稳定性良好的穹形顶部，需要将封顶期分为几个梯形提升阶段来完成，并通过控制每一梯段的溶漓半径，使得从下而上的盐腔半径呈逐渐减小的趋势，从而使建造完成的盐腔顶部具有近似拱形的穹状结构。

第三节　造腔工程设计

盐穴储气库的造腔工程是储气库建设中耗时最长、工艺最复杂的一项技术；因此在造腔之前，需要根据实际情况进行合理的工程设计。

盐穴储气库造腔过程中影响因素很多，按其性质可分为不可控因素和可控因素。其中盐岩品位、夹层等地质资料是不可控因素，而造腔工艺参数等属于可控因素。因此，需要综合

考虑盐穴储气库水溶造腔的各个因素，形成一套盐穴储气库造腔工程设计方法，使得盐穴储气库建设有章可依、有规可循。

造腔工程设计分为3步：首先，在选定储气库库址的基础上，根据地质资料的前期研究，进行盐腔整体结构参数的方案设计，包括盐腔体积、位置、形态等；其次，结合生产和环境等条件的分析，确定合适的造腔工艺，包括井型、循环方式、管柱的提升次数、管柱组合、垫层界面的位置、排量等参数；最后，根据造腔影响因素确定造腔的控制措施，指导实际施工。需要注意的是为了保证盐腔溶漓工程的顺利实施，在造腔前需要对套管和井筒进行密封检测，在造腔过程中需要对盐腔形态进行检测和预测。

一、造腔方案设计

盐丘建库方案设计相对简单，层状盐岩建库时，由于盐岩层厚度有限，盐腔顶部和底部空间回旋余地小，因此需要精心设计方案，达到最佳的工程要求。

盐穴储气库水溶造腔过程中要考虑的因素很多，方案设计要遵循的原则有以下4点。

1. 安全性准则

在盐穴储气库水溶造腔过程中，首先要保证其安全性。储气库的埋深应尽可能大，保证一定的安全性，但埋深不能过大，埋藏过深会增加钻井费用和建库投资，盐穴储气库的埋深最好在500～1200m左右，最深不超过2000m。另外，盖层要有良好的封闭性，盐腔顶部和顶板之间要留有足够大的距离，盐腔底部和底板也要有足够的距离。在水溶造腔过程中，盐腔的压力也不能过大，这就要求淡水的注入量不能无限的增大，必须选择合适的排量。

2. 稳定性准则

考虑盐腔稳定性的要求，确定盐腔形态，稳定的盐腔形态有助于提高盐腔的运行寿命。根据国外建库经验，盐腔形态采用上小下大的梨形，这符合稳定性的要求。为了设计出符合要求的盐腔形态，这就对造腔施工参数（如两口距、垫层界面的位置）提出了要求，多夹层的存在影响盐腔的形态，需要采取一定的措施，尽量形成边界连续性比较好的盐腔。

3. 造腔周期准则

盐腔的建造应在设计规定的时间内完成，造腔周期不能过长，否则会消耗大量的人力、物力等。影响盐穴储气库造腔速度的因素有很多：①在盐岩品位高的地层建设盐穴储气库，能提高造腔速度，缩短造腔周期；②多夹层的存在，延缓了造腔的周期，盐穴储气库应建在无夹层或夹层很少的盐岩层中；③增大排量能提高盐穴储气库的造腔速度，储气库建设过程中应选择尽可能大的排量；④两口距的距离也是影响盐穴储气库造腔速度的一个重要因素；⑤另外采用合适的管径组合也能缩短造腔周期。

4. 采盐浓度准则

水溶造腔过程中，卤水浓度应满足要求，提高卤水浓度对加快盐穴气库建设进度具有重要作用，同时也有利于减轻地方盐化公司在低浓度卤水消化方面的压力。排量过大时，注入的淡水还没来得及溶解盐岩，就被排出腔体，造成卤水浓度偏低，因此在盐穴储气库水溶造腔过程中，要采用合适的排量。建槽期正循环造腔，卤水浓度偏低，其余的造腔过程（造腔期和封顶期）反循环造腔卤水浓度容易满足要求。

（二）盐腔总体结构参数

首先，根据建设盐穴地下储气库的库容要求，设计盐腔有效体积；其次，顶板位置确定

后，盐腔顶部和顶板保持一定距离，确定盐腔所在的范围；最后，设计盐腔的形态，给出盐腔的基本尺寸。

1. 盐腔体积

盐穴储气库设计盐腔时，要根据盐穴储气库的库容要求，设计盐腔体积。盐腔的体积包括盐腔总体积和有效体积。盐腔总体积是盐腔有效体积和不溶物杂质溶掉后落入盐腔内堆积的体积之和。

盐腔有效体积的设计主要是看其是否符合盐穴储气库的库容要求。盐腔总体积的确定，盐岩地层中水可溶物含量和水不溶物杂质含量是主要的考虑因素；另外，不溶物杂质在盐岩水溶液中的膨胀性，以及不溶物杂质沉降后形成的堆积物具有的一定孔隙度，都需要考虑进去。

2. 盐腔位置

在盐岩地层中，盐腔位置的确定也就是确定有效造腔的厚度。首先应保证储气库的安全性，即保证盐腔与顶板、底板之间有足够厚度的盐岩层。从盐岩层总厚度中去掉盐腔与顶板、底板之间预留厚度之后，即可得到有效造腔的厚度，并以有效造腔的厚度作为盐腔（包括沉井）基本尺寸。

盐腔顶部与顶板之间应有足够的距离，因为岩石盖层和盐岩层的力学性质存在很大差异，如果盐腔顶部和顶板之间的距离过小，那么储气库在长期运行过程中，由于盐腔内压力的交替变化，将导致盖层和盐岩层受力的不均匀，进而导致二者之间的变形差异，引起盖层和盐岩层之间产生裂缝，危及地下储气库的安全。

盐腔底部与底板之间也应该有适当的距离，因为盐穴储气库在长期运行过程中，盐腔内的压力交替变化，盐岩的蠕变会导致盐腔的变形，这些变化都会影响到底板的稳定性，盐腔底部与底板之间厚度过小将同样对储气库产生不利影响。

因此，在设计盐腔有效厚度时，应考虑盐腔顶部和顶板之间的距离不能小于30m；同时为了防止盐腔内的压力变化和盐腔变形影响到底板的稳定性，盐腔底部和底板之间预留厚度也不得小于10m。

3. 盐腔形态

盐腔的形态对于储气库的稳定性十分重要，因此盐腔形态的确定，要考虑盐腔稳定性的要求。

为了描述盐腔形态稳定性特征，引入了盐腔稳定性系数这一参数。假设盐腔的形态可视为上下非对称的椭球，见图5－2。根据盐腔设计体积和盐腔高度确定盐腔最大直径。从几何上可以证明，在有效造腔高度和盐腔最大直径确定的情况下，盐腔体积与最大直径的位置无关。可见，在一定的盐腔高度和盐腔最大直径下，椭球形盐腔上、下半轴相对变化时，盐腔的体积不发生变化。为了满足盐腔稳定性的要求，在盐腔高度和盐腔最大直径确定的情况下，盐腔的形态可以由盐腔稳定性系数 w 确定。

盐腔稳定性系数 w 定义为上半轴 a 与盐腔高度 h（即 a、b 之和）的比值：

$$w = \frac{a}{a+b} \tag{5-1}$$

取椭球形盐腔上、下半轴之比为对称因子 f：

$$f = \frac{a}{b} \tag{5-2}$$

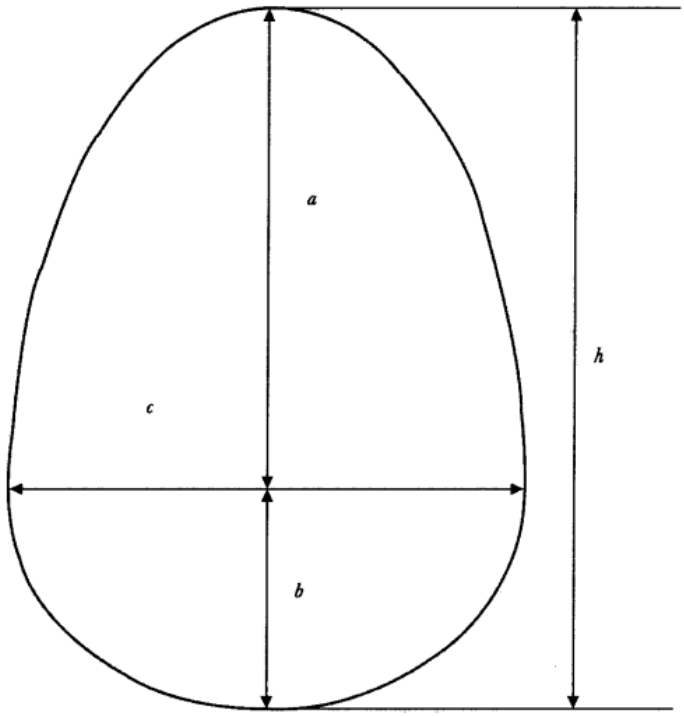


图 5－2　盐腔形态示意图

a—椭球上半轴；b—椭球下半轴；c—盐腔最大直径；h—盐腔高度

当 $w=0.5$ 时，$f=l$，盐腔呈上下对称的椭球形，此时上半轴与下半轴相等，盐腔不稳定。

当 $w<0.5$ 时，$f<1$，盐腔呈上大下小的倒梨形，此时上半轴长度小于下半轴，盐腔不稳定。

当 $w>0.5$ 时，$f>1$，盐腔呈上小下大的梨形，此时上半轴长度大于下半轴，盐腔稳定。

根据国外的建库经验，盐腔采用上小下大的梨形，即盐腔稳定性系数 w 大于 0.5 时，符合盐腔稳定性的要求，同时也适合于容纳不溶物杂质形成的沉降物。实际上，盐腔稳定性不仅取决于几何形态的稳定性，而且与地质构造和地层属性有关。不同稳定性参数的盐腔具有不同的力学特性，工程上合理的稳定性参数可以由岩石力学物理实验或相应的数值模拟给出。

4. 实例

根据设计要求，结合盐矿地质和工程实际情况，对盐穴储气库 Kl 进行盐腔总体结构参数的设计。

盐穴储气库 Kl 所在的盐群埋深为 644.7～853.3m，盐岩层顶板埋深为 644.7m，盐岩层位可溶物含量约为 70%，盐岩层厚度为 200m。

1）盐腔设计体积

根据盐腔体积设计考虑的因素分析，盐岩层中可溶物含量是影响总体积的主要因素，对盐穴储气库 Kl 地层可溶物含量进行厚度加权平均，即每层的厚度和可溶物含量乘积的总和除以盐岩层的总厚度，计算所得可溶物含量约为 70%，再考虑其他因素的影响，按照有效

体积的160%设计总体积。根据现场需要设计单腔有效体积为$28.4\times10^4m^3$，则设计单腔体积为$45.9\times10^4m^3$。

2）有效造腔厚度

根据国外参考文献，顶部预留盐岩层厚度为35m，底部预留厚度为10m，则单腔顶部埋深为679.7m，单腔高度为155m。

3）盐腔形态的确定

考虑盐腔稳定性要求，盐腔的形态为上小下大的梨形，单腔高度与直径比、盐腔稳定性系数的大小等影响盐腔的结构形态。取不同的上半轴和下半轴尺寸时，盐腔稳定性系数如表5-1。

表5-1　不同上半轴和下半轴对应的盐腔稳定性系数

上半轴（m）	下半轴（m）	对称因子	盐腔稳定性系数
50	105	0.476	0.323
60	95	0.632	0.387
70	85	0.824	0.452
80	75	1.067	0.516
90	65	1.385	0.581
100	55	1.818	0.645
110	45	2.444	0.710
120	35	3.429	0.774

盐穴储气库KI的盐腔设计，即盐腔顶部深度为679.7m，盐腔高度为155m，盐腔最大直径所在深度为790m，底部深度为843.7m，盐腔的稳定性系数为0.712。

根据经验设计单腔的平均高度为200m，参考国外稳定单腔高度与直径之比1.53～2.7计算，设计单腔的直径范围应介于57～101m之间。一般来说，单腔高度与直径之比越大，单腔稳定性越好，即在单腔高度一定时，直径越小越稳定。考虑一定的安全系数和保证一定的储气体积，暂取最大直径为80m，最小直径为40m，平均直径为60m，单腔高度与最大直径之比为1.9。则设计单腔体积约为$45.9\times10^4m^3$、单腔有效体积约为$28.4\times10^4m^3$。总体设计的最后结果，如图5-3、表5-2所示。

表5-2　盐穴储气库KI总体结构设计

盐岩层平均厚度（m）	平均单腔直径（m）	顶部保留厚度（m）	底部保留厚度（m）	单腔平均高度（m）	单腔体积（$\times10^4m^3$）	单腔有效体积（$\times10^4m^3$）	高宽比	盐腔稳定性系数
200	60	35	10	155	45.9	28.4	1.9	0.712

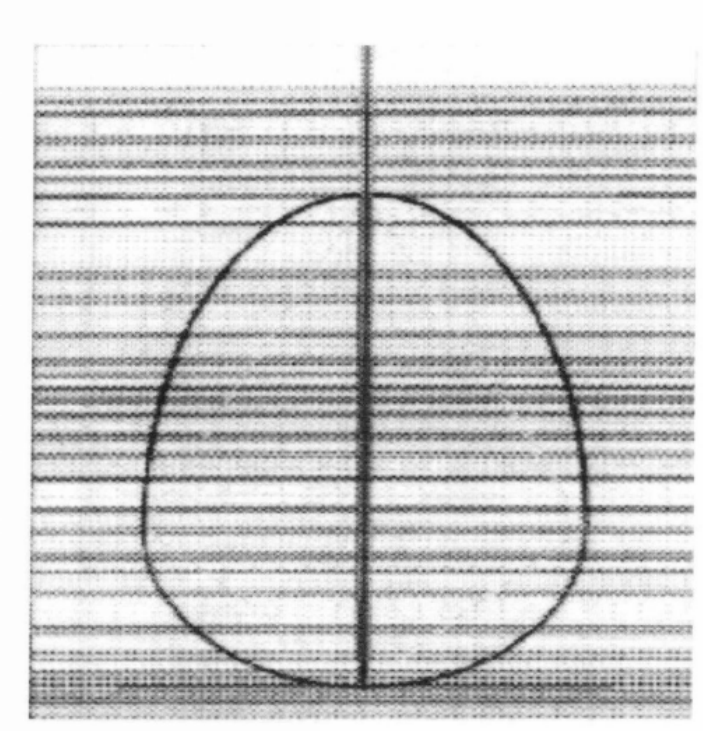


图 5－3　盐穴储气库 Kl 盐腔设计形态

二、造腔工艺

确定造腔方案后，就可根据生产条件等确定合适的造腔工艺。造腔工艺主要包括循环方式、管柱提升次数、造腔管柱组合设计、排量的确定、垫层顶板保护等参数。

（一）循环方式

造腔循环方式有两种：正循环和反循环。

正循环造腔是指淡水从中心管内注入盐腔，对盐岩进行溶解至近饱和状态，再通过中心管外环形空间返出地面，即淡水从盐腔底部进入，卤水从盐腔顶部抽出。这种循环方式比较容易形成底部直径大、上部直径小的梨状盐腔（图 5－4a）。

反循环造腔是指淡水通过中心管外环形空间注入，对盐岩进行溶解，再从中心管内返出地面，即淡水从盐腔顶部进入，卤水从盐腔底部抽出。这种循环方式易形成倒锥形盐腔（图 5－4b）。

两种循环造腔方式各有优劣。反循环造腔排出的是盐腔底部卤水，其浓度相对较高，有利于提高造腔的效率，缺点是人为控制盐腔形态困难，造腔稳定性差，容易坍塌，顶板保护措施效果不佳。正循环造腔排出的是盐腔上部卤水，其浓度相对较低，造腔效率较低，优点是可以人为控制盐腔形态，造腔稳定性好不易坍塌，顶板保护措施也比较简单有效。

（二）管柱提升次数

盐穴储气库在正循环建槽过程中，为了有效利用盐岩层空间、降低不溶物杂质堆积的高度，开始时中心管应尽量接近盐腔底部，以便快速增加盐腔体积。由于建槽初期底部空间比

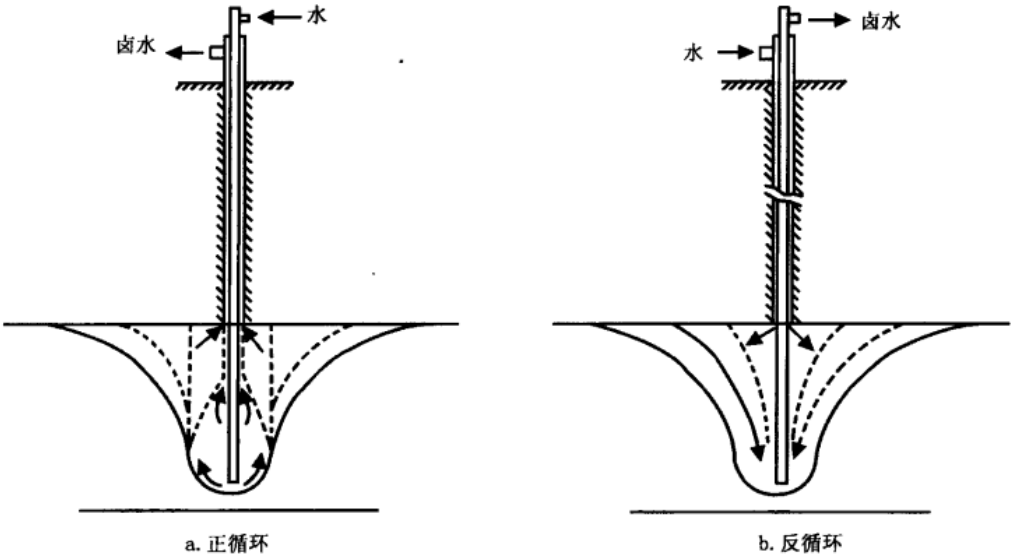


图 5－4　水溶造腔循环方式

较小，溶蚀的不溶物杂质很快能堵塞中心管，这就要求正循环建槽过程中，要不断地提高中心管的位置，避免堵塞，同时中间管和垫层防护液面的位置变化不大。

盐穴储气库正循环建槽后，进行反循环造腔，这一过程中由于盐腔底部在建槽期已形成足够大的空间，用来存放杂质，所以这一阶段主要改变中间管的位置。管柱的提升次数主要以中间管和垫层位置的提升为主。为了保持盐腔的连续性，反循环开始时，中间管前两次提升幅度要小，之后在盐腔中部边界曲率较小，提升幅度可相对大些，在盐腔顶部边界曲率较大，提升幅度可相对小些。

造腔末期，用正循环进行短时间溶颈时，时间一般比较短，管柱提高次数 1 次。

总之，正循环建槽过程比较复杂，反循环盐腔管柱提升规律性好，正循环溶颈时，管柱提升次数 1 次。如果把正循环建槽过程认为管柱提高次数 1 次，则盐穴储气库在水溶造腔过程中，管柱的提升次数越多，盐腔形态越符合要求，然而频繁的提升管柱次数会增加造腔的成本。根据国内外盐穴造腔的实际经验，管柱的提升次数一般应该控制在 7～9 次为宜。

（三）造腔管柱组合设计

造腔管柱对控制盐腔形态、加速造腔进度具有重要的作用，设计造腔管柱时主要按以下原则进行：

（1）满足完井管柱尺寸的设定；

（2）满足最优化采卤造腔的功能需要；

（3）满足采卤造腔安全的需要；

（4）满足造腔最优投资的需要。

为了有效控制盐腔的几何形态，使盐腔形态与设计形态尽量一致，造腔管柱将采用同心管结构。利用同心管组合进行采卤造腔，不但要满足注采流量的要求，还要注重同心管直径的配合，只有同心管直径合理的匹配，才能获得大排量、低泵压和采出卤水浓度高的造腔工艺要求。

以国内某盐穴储气库为例，前期研究中排量取 120m³/h，在 3 年时间内建成 25 × 10⁴m³ 的标准盐腔，为了获得大排量、低泵压和采出卤水浓度高的造腔工艺要求，同时也拟与生产套管相配套，并且结合中国常用管材的实际情况，设计造腔管柱组合为 7in 造腔外管 +4½in 造腔内管。

采用 7in +4½in 油管的这种造腔管柱组合，沿程压耗、循环泵压与注水排量之间的关系如图 5 -5 所示，图中方框显示区域为造腔过程中排量的工作范围。造腔使用的清水或卤水将采用环形空间（对于反循环造腔模式）或采用造腔内管（对于正循环造腔模式）注入。管道中清水或卤水的最大推荐流速为 5m/s 左右。对于选择的管柱组合管径（7in ×4½in），相对应的最大排量为 140m³/h。

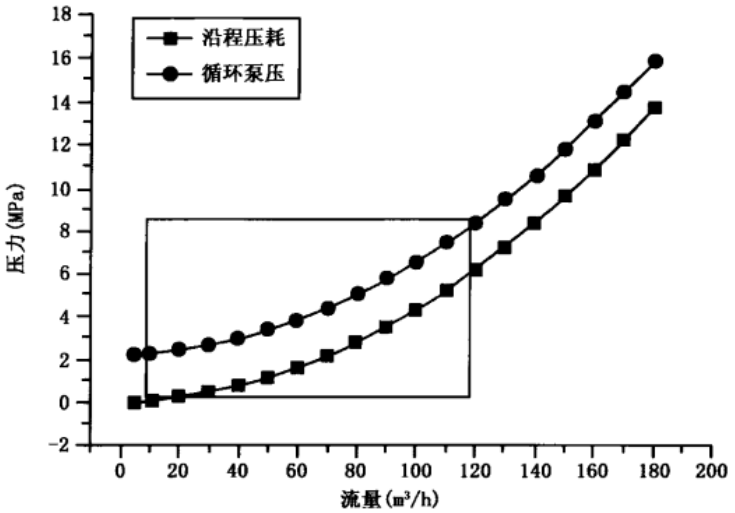


图 5 -5　沿程压耗、循环泵压与注水排量的关系

（四）排量的确定

排量是控制溶腔速度的重要参数。确定排量的基本原则是：①满足管内流的最优工作状态；②尽量使排出的卤水浓度接近饱和；③低水耗，低能耗；④满足造腔周期要求。

在定排量条件下进行溶蚀，溶蚀初期，由于盐腔体积小、表面积小，注入的淡水来不及充分溶蚀便被采出，因而出口浓度低；随着盐腔体积的增大，出口浓度也增大，当溶蚀进行到一定程度，出口浓度接近饱和浓度。

从图 5 -6 可以看出，排量越小，出口浓度上升越快，越早接近饱和浓度；排量越大，出口浓度上升越慢，接近饱和浓度的时间越晚。

在定排量条件下进行溶蚀，溶蚀初期，由于盐腔体积小，盐腔内卤水平均浓度低，溶蚀速度快，盐腔半径的增加较快；随着盐腔体积增大，盐腔内卤水平均浓度高，溶蚀速度慢，盐腔半径的增加幅度减缓。

从图 5 -7 可以看出，在相同溶蚀时间内，排量越大，盐腔平均半径增加幅度越大；排量越小，盐腔平均半径增加幅度也越小。

采用较大的排量溶蚀，盐腔内卤水平均浓度较低，溶蚀速度较快，盐腔建设周期短；相反，采用较小的排量溶蚀，盐腔内卤水平均浓度较高，溶蚀速度随也较慢，盐腔建设周期长。随着盐腔体积的增大，出口浓度也增大，当溶蚀进行到一定程度，出口浓度接近饱和浓

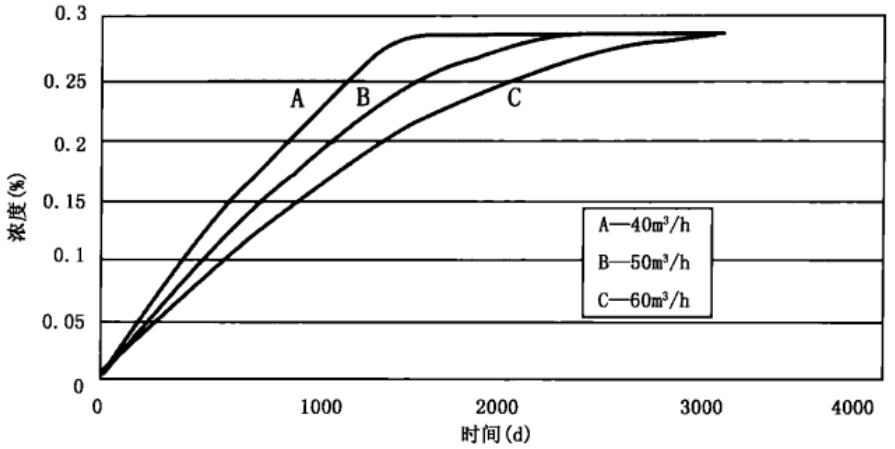


图 5－6　不同排量生产条件下出口浓度随时间变化关系曲线

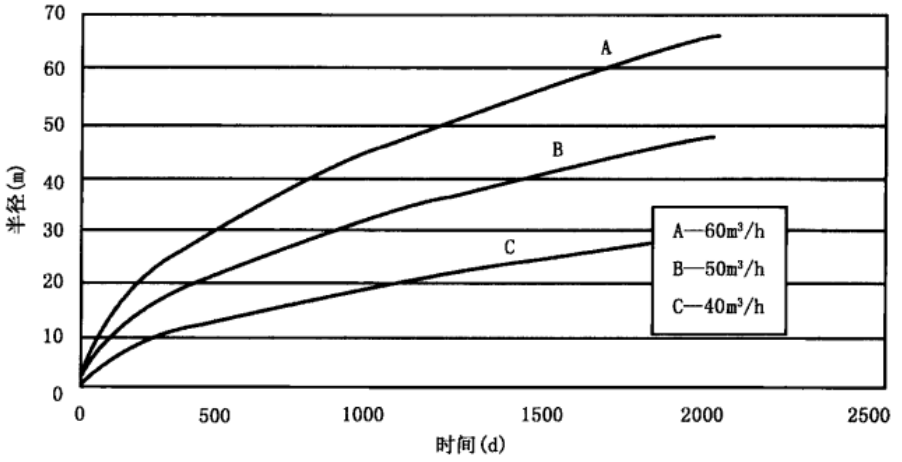


图 5－7　不同排量生产条件下盐腔平均半径随溶蚀时间变化关系曲线

度。因此，在造腔过程中，应综合考虑造腔周期和卤水浓度两方面的要求，确定溶蚀过程中合理的排量，一般选取在 40～120m³/h 范围内，排量不能过大，在大排量 120m³/h 以上造腔时，过高的管口流速可能引起造腔管柱震动而影响盐腔顶部稳定性，给卤水回收带来压力。

（五）垫层顶板保护

国内外盐穴造腔的经验和国内盐矿的采卤实践证明，在盐腔溶解过程中，由于重力分层作用，纵向的上部盐岩层溶解相对较快，横向的盐岩层溶解相对较慢，如不加以控制，将很快溶解到盐岩层顶部，达不到盐穴储气库所要求的形态。因此为了有效控制盐岩盐腔形态，防止含卤水泥密封座脱落，以及保护顶板的密封性，需要采用合适的垫层保护，防止盐腔顶部直接与卤水接触。

垫层保护是在盐腔中加入阻溶剂，从而在卤水与腔体顶部之间形成一层保护层，隔断盐腔顶部盐岩层，以防止直接与卤水接触。阻溶剂主要有液态和气态两种，液态阻溶剂一般选用来源广泛、性能可靠并经济的柴油，如遇特殊情况，也可根据需要选择合适的其他油品；气态阻溶剂的种类比较多，主要有氮气或空气，目前我国盐穴储气库中的气态阻溶剂主要选

用氮气，其费用低，并且还具有便于控制操作、卤水无污染和保护环境生态等优点。通常将采用柴油等液态阻溶剂的垫层称为油垫，采用气态阻溶剂的垫层称为气垫。

根据国内外经验和现场生产实践情况，油垫的隔断效果要比气垫的效果好，这是因为气体压缩性强，并随着压力升高在水中的溶解度增大，气垫的厚度难以控制，同时也易于渗漏和散失，受外在条件因素的制约较大；油垫可避免上述缺陷，但其成本较高，例如正在建设的金坛盐穴储气库，水溶造腔时使用柴油作为阻溶剂，不但不能随腔顶上移而将其回收，反而须适时作大量的补充，才能有效控制盐腔的形态，因此柴油消耗量大，水溶造腔的成本高。因此，垫层的材料需要根据现场情况和实际需要做出合适的选择。

垫层的注入方式主要有两种：一是与造腔淡水同时从中心管注入井内；二是从生产套管和中间管的环形空间内单独加入，后者应用较为广泛。

垫层的厚度没有统一的标准，以利于测量与控制为主，通常气垫比油垫的厚度要大，而且在不同的造腔阶段厚度有所不同。造腔初期是为了增加淡水和盐岩接触面积，造腔中期由于盐腔较大，卤水和油垫的分界面相对平稳，垫层的厚度可相对薄一些；造腔后期为了保护盐腔顶板，垫层厚度应稍厚一些，一旦保护剂垫层的量不足时，应及时补注。

三、造腔前套管检验和井筒密封性检测

在下完生产套管后，开始造腔前，为了检查生产套管，以及套管鞋附近水泥的气密状态，应进行套管气密试验，确定其是否适合未来储气运行，并将其作为初始状态测定，精确给出在开始造腔及其他作业之前井的状况。此外，在开始首次注气之前，还应进行第二次套管检验和气密试验，以便检测运行系统的状况。

生产套管检验主要是检查套管鞋以上所有的套管，能否经受与注气运行时盐腔相同的最高压力。检测的方法是利用水力试压，通过向套管内注水保持压力达到正常压力梯度的1.5～1.8倍，并持续观察一段时间，同时检测盐腔压力变化情况。一般情况下，如果在72h内压力能够保持稳定不降，则表明生产套管合格，可以进行下一步的井筒密封性检测。

井筒气密基本条件为：①测试压力为最大运行压力的105%～110%；②井内已冲注卤水（未加压）；③最后一层套管为气密型，并安装好井口装置；④完井套管固井后最少30天，水泥胶结完好。

井筒密封性检测方法与造腔后盐腔密封性检测方法类似，具体可参考第六章第一节的内容。

四、造腔过程控制

造腔过程中的控制，主要是为了确保造腔程序的良好实施，同时避免由于造腔过程失控而造成井、盐穴或造腔设施的损坏。

造腔过程中的控制主要包括压力控制、垫层控制、造腔管柱检验等。

（一）压力控制

为了防止地层或井周围的水泥发生断裂，在整个造腔作业期间，最后一层套管鞋处的压力不得超过盐腔最大允许运行压力，腔内压力也不得超过盐腔最大允许运行压力。因此对于各个造腔阶段，必须根据井口压力设定相应的压力报警装置，同时还要符合以下的压力设计要求。

（1）对于垫层（阻溶剂）环形空间压力：过压时将报警，以免作用在已注水泥套管鞋

上的压力超过盐腔最大允许运行压力。

（2）对于造腔中心管与中间管环形空间压力：在反循环模式下，应注意避免造腔管柱中出现过压（出现过压后，会传送到盐穴中）。

（3）对于造腔中心管压力：在正循环模式下，应注意避免造腔管柱中出现过压（出现过压后，会传送到盐穴中）。

报警设定值取决于造腔模式、完井直径、垫层位置、排量、液体黏度、密度和温度，当上述任何参数发生明显改变后，应重新计算报警设定值。应安装专用保护装置对上述报警参数进行设定，识别出可能存在的异常情况发生，避免盐穴的完整性由于未预计到的压力变化而遭受损坏。

在造腔过程中，尽可能将排量保持稳定，持续记录各个盐穴的压力与排量，并由操作人员每隔两小时监控一次，任何压力变化均可视为事故报警。

在造腔作业中断时，盐穴压力会逐渐降低（这是因为卤水饱和的影响）；因此，应向注水管内定期注水，使井口压力保持在最低水平，同时溶解结晶盐并消除堵塞问题。

（二）垫层控制

由于盐穴顶部的完整性依赖于垫层的保护，因此应对垫层的状态进行严格控制，在构建盐穴顶部以及排量每次变动后，均应有效控制垫层位置。

垫层控制的方法包括压力计算、垫层置换和界面测井。每一次垫层的注入量与采出量必须精确计量、记录，每天均应进行压力控制，而界面测井应每月进行一次，每次重新定位垫层后，也应进行界面测井。

在造腔结束时或者在造腔作业中断期间，应将垫层保持原位，直到卤水达到充分饱和。卤水达到饱和所需的时间主要依赖于造腔阶段的情况以及盐穴的大小，考虑到井的深度与直径，现场需要准备阻溶剂储备罐，以便及时向盐穴提供。

（三）造腔管柱控制

管柱一旦出现扭曲或断裂（可能是造腔过程中腔壁坍塌所造成的）可导致盐穴造腔形态的不一致。因此，必须定期检验管柱鞋位置、弯曲状态和倾斜度。

通过压力监测的方法就可以发现管柱出现上述问题的迹象。在界面测井以及声纳检测期间，也应对管柱进行检查。

起出受损造腔中间管时可能会对生产套管造成损坏；因此，建议在将造腔中心管起出井筒之前，首先应对其进行修复。

用来维修造腔管柱的修井机必须能够适应所使用的造腔管柱，在每次维护作业期间，应对所起出的造腔管柱进行检验（对螺纹进行直观检查，并进行壁厚检验），检验合格后重新下入井中。

（四）盐穴体积和形态检测

盐穴净储气空间由声纳检测和造腔计算确定。造腔过程中，每天均应计算当天所溶解的盐量（以及所获得的盐穴净空间），并将其记入造腔报告中。

采用声纳检测确定盐穴形态，一般每构建出 $5 \times 10^4 m^3$ 盐穴净空间，就应当进行一次声纳检测（图 5－8）。造腔程序中已根据现场管柱调整次数合理安排出声纳检测的时间间隔，对于有异常情况的盐腔可适当增加声纳检测的次数。

声纳检测一般要求将造腔管柱提升至盐穴顶部位置。如果必要，应根据最新声纳检测结果，对造腔程序予以调整。

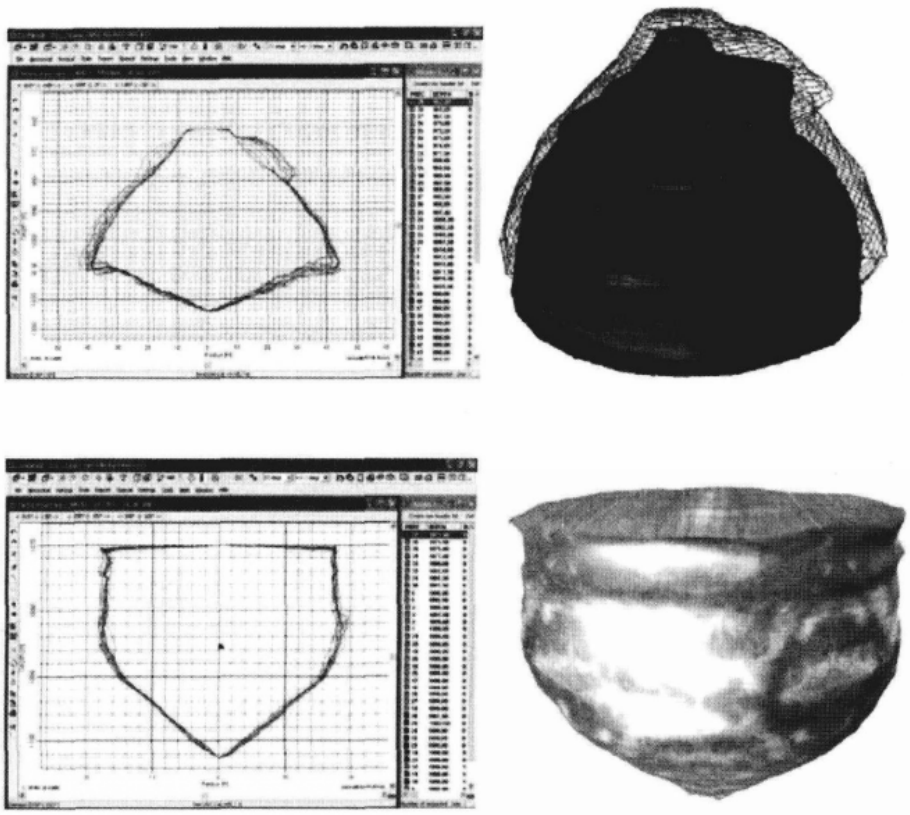


图 5－8　不同时间盐腔形态的声纳检测

（五）注入水和卤水的控制

在造腔过程中，每天均应对注入水和采出卤水进行取样分析。分析的主要目的：确定其各种矿物浓度、阻溶剂和固相含量。取样应在各个盐穴的进口和出口分别进行（包括那些用于再循环目的的盐穴），分析结果用于调整造腔参数。

在注水之前，应根据水源的水质情况对注入淡水或欠饱和卤水采取除氧或杀菌剂处理。

在卤水输送到当地盐厂和化工企业前，应设置泥沙沉降和油水分离装置，以便分离出泥沙和受柴油污染的部分卤水。

（六）仪器的控制

所有仪器必须定期检查和校准，以便在造腔作业期间提供精确的数据。此外，在每次检测到异常情况时也应对其进行检查和校准。

第四节　造腔过程中的形态预测与检测

造腔过程中，既要保证盐腔稳定安全、工程周期合理，又要保证采出卤水浓度符合要求；因此在造腔时，需要进行充分的技术论证，除了采用合适的方法进行造腔设计外，还需要对腔体的形态进行预测，并在实际过程中进行检测，指导盐穴的建造以及后续注气和采气措施的制定。

通过对水溶造腔机理研究和水溶造腔数值模拟，应用计算软件，准确输入水溶造腔影响因素等边界条件，预测腔体的形态。

一、水溶造腔机理

盐岩水溶造腔的过程是一个复杂的流体动力学和化学动力学过程。从流体动力学的观点看，盐岩溶蚀是指发生在边界层内的物质交换，溶蚀过程主要就是溶质在溶剂的流动体系中的输运过程；从化学动力学的观点看，盐岩溶蚀是指盐类矿物（矿石）在溶剂（水）中的溶解，溶解过程可以看成是盐类矿物（矿石）与溶剂（水）界面（即固相—液相界面）上发生的非均质反应，这种反应包括溶剂（水）进入被溶盐类矿物表面扩散等基本过程。盐岩矿物溶解的动力，是溶液的浓度差。

因此盐腔溶蚀的过程可根据三维对流—扩散过程的动力学分析，并结合流体力学基本原理和化学动力学、热动力学原理建立盐腔滤洗过程中溶质传输—流体流动的物理模型，深入研究盐岩水溶机理，进而求解盐岩溶蚀速度，研究其影响因素。

（一）基本原理

1. 溶液中的扩散现象

盐岩水溶的过程实际是盐岩分子（溶质）在水（溶剂）中的扩散过程，扩散作用是由于浓度梯度变化引起的，分子依靠本身的热运动，从高浓度带扩散到低浓度带，最后趋于平衡。化学物质在溶剂中的扩散，与传热的规律很相似，如果有浓度差存在，则通过分子运动产生的质量流（扩散），与有温度差存在时产生热流的情况相似，这一现象可用 Fick 扩散定律来表述。

第一扩散定律：扩散速度正比于浓度梯度，扩散通量是单位时间内通过单位面积参考曲面的量，可用一阶偏微分方程表述：

$$J = D\frac{\partial C}{\partial n} \tag{5-3}$$

式中 J——扩散通量，即物质通过垂直于法线方向单位面积中的质量流，mol/（$m^2 \cdot s$）；

C——溶液浓度，即单位体积内所含物质的数量，mol/m^3；

D——扩散系数，其量纲为长度平方被时间除，m^2/s。

一般情况下，对于溶质在溶剂中的扩散，溶质的扩散系数是与溶剂和温度有关的；而对于一种气体在另一种气体中的扩散规律，扩散系数与温度和压力有依赖关系，D 随压力和温度而变。

2. 溶液中的对流现象

在盐岩溶蚀过程中，溶液中不仅存在扩散现象，而且存在对流现象。对流是指液相或气相中各部分的相对运动，表现为两种方式：①因浓度差或温度差引起密度变化而产生的对流称自然对流；②由于外力推动（如搅拌）而产生的对流称强迫对流。

当强迫对流占主导作用时，由于流体的宏观运动，流体输运过程中表现出对流扩散特征，溶质分子在流体中不断分散，这一过程可用一组非稳态对流扩散方程来描述。

$$\frac{\partial C}{\partial t} + (\bar{v} \cdot \nabla)\, C = D\nabla^2 C \tag{5-4}$$

式中 v——流场速度，m/s；

t——时间，s。

当自然对流占主导地位时，由于重力作用，溶液在垂直方向上出现溶液浓度的分层现象，即上部盐离子数量少、溶液浓度低，下部盐离子数量多、溶液浓度高，致使盐矿床在上部和下部的溶解速度不一，其中上部溶解速度最快，侧面溶解速度次之，底部溶解速度最慢。

同时，由于重力作用，盐腔内盐岩水溶液密度分布将会表现出“重力分层”现象，水溶液密度随着深度而增大，上层卤水浓度低、密度小，下层卤水浓度高、密度大；对于不同深度的溶液，不存在明显的分层界面，密度连续变化并且呈平衡分布特征。

3. 边界层现象

由于盐腔内部同时存在着速度场和浓度场，盐穴储气库的水溶建库过程中，流体速度场与浓度场是相互影响、相互制约的，二者存在耦合效应：一方面，物质运输过程中对流作用的结果，引起浓度场发生变化；另一方面，浓度场的变化，反过来又影响运输过程中流体速度场。

因此盐腔的内壁表面也同时存在着速度边界层和浓度边界层，溶剂和盐岩的质量交换通过边界层完成，根据 Prandtl 边界层理论和 Karman 边界层理论，得出边界层的速度分布和浓度分布呈指数规律变化。

（二）盐岩溶蚀速度方程

盐岩溶蚀（简称“盐溶”）主要受自由对流的控制，溶蚀速度主要受与之接触的卤水浓度影响。由于盐岩溶蚀，使靠近盐岩表面的卤水浓度提高，从而导致密度增加，受重力作用沿垂直方向向下运动，而反向的黏滞剪切力则阻滞其向下运动，其运动速度可用 Eckert（1959）提出的自由热传导方程描述，其浓度变化由盐岩层表面向水体方向渐低，呈抛物线形，浓度高于水体的部分称为边界层（图 5－9）。

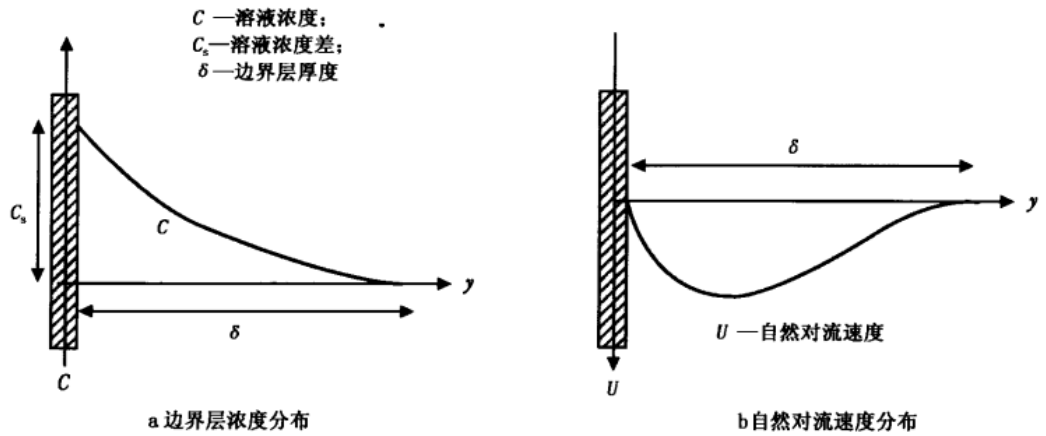


图 5－9　边界层示意图

依据边界层理论，R. W. Durie 和 F. W. Jessen（1964）针对垂直、光滑的盐岩表面推导出盐岩溶蚀速度基本方程：

$$\frac{\mathrm{d}q}{\mathrm{d}t}=0.0977C_s^{5/4}D^{3/4}\nu^{-1/4}H^{-1/4} \tag{5-5}$$

式中 q——溶蚀量；

C_s——溶液浓度差，mol/L；

D——扩散系数，cm^2/s；

ν——运动黏度，cm/s；

H——溶蚀高度，cm。

一般而言，D 和 ν 随卤水浓度变化不大（图 5－10、图 5－11），均可用平均值替代。由式（5－5）可以看出，盐溶速度主要是卤水浓度的函数。

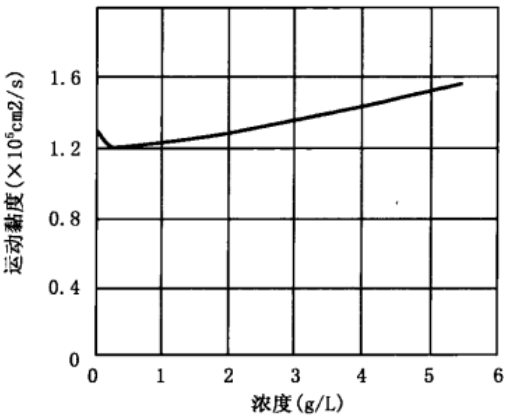


图 5－10 扩散系数随卤水浓度变化

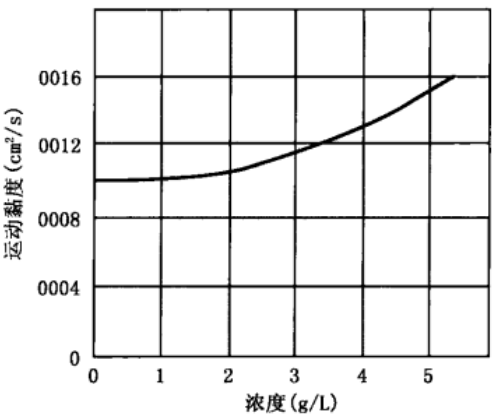


图 5－11 运动黏度随卤水浓度变化

（三）盐岩溶蚀速度的影响因素

盐岩溶蚀速度决定了盐岩溶蚀快慢，影响着盐腔扩展的速率，即储气库的建设周期，盐溶速度快，则盐腔扩展快、建库周期短。另外，盐溶速度还影响盐腔的形态，如果在剖面上存在盐溶速度的差异，则会形成不规则的盐腔表面，影响盐腔的形态控制；因此为了给下一步的盐腔数值模拟研究提供依据，则需要对影响盐溶速度的因素进行分析。

在实际地层中，由于岩石组成的非均质性，溶蚀速度大小不一，导致溶蚀表面粗糙，增加了溶蚀面积，从而增加了盐岩溶蚀速度；另外溶蚀表面不总是铅直的，且溶蚀速度还受到地层温度、边界流速变化的影响。

层状盐岩中不溶物主要为硬石膏和泥岩，以夹层或者分散状态分布于盐岩中。在造腔过程中，夹层以垮塌为主；分散状态的不溶物通过磨蚀和碰撞溶漓，且增加了溶蚀表面。

实际工程中，溶蚀速度要考虑盐岩层地质条件、溶蚀面倾角、环境温度、流速等因素。

通过对盐岩溶蚀速度影响因素的分析，可以此为基础，建立数学模型，应用造腔数值模拟方法，有效地指导盐腔设计，国内外已经成功地在盐岩层及盐穴中建设了 50 余座地下储气库。

二、水溶造腔数值模拟

由于物理模拟的缺乏以及地下工程的不可见性等因素，目前国内外主要采用数值模拟方法进行储气库单腔的造腔设计。

数值模拟方法主要是在理论研究的基础上，采用数值模拟软件，按照实际工程的单腔设计要求，设计出多种造腔方案。通过设计造腔过程中每一步骤管柱位置、阻溶剂位置和注水

排量，得出采卤浓度、盐腔体积、建槽位置及采盐量等参数，形成满足工程要求的盐腔形态，并通过对比分析多种优化设计方案，选择适合不同地质条件的储气库单腔造腔方案，指导实际工程施工。

（一）水溶造腔数值模拟研究进程

盐穴储气库数值模拟技术开始的较晚，直到20世纪70年代，国外才开始应用数值模拟技术来研究天然气地下储气库的采气过程；进入80年代，各国根据盐穴储气库运行的不同阶段相继建立了不同的数学模型；近年来，盐穴储气库数值模拟技术在国外的现场实践中得到广泛的应用，并逐步成为盐穴储气库开发设计、方案优选不可缺少的理论工具。

1964年Durie、Jessen通过物理模拟研究了盐穴储气库造腔机理，指出盐腔内流体的运动包括自然对流和强迫对流，给出了盐岩溶解速度方程的经验公式。

1986年Reda实验模拟了盐穴储气库的造腔过程，清水注入盐腔，卤水排出，得到圆柱状的盐腔结果。

1974年J. s. Nolen数值模拟了盐岩水溶采矿的过程，计算出单个盐腔的形态、出口浓度和盐岩腔体积增加的速度。

1976年saberian. A和Podio. A对有关盐腔扩展模型做过详细叙述。用于研究的方案包括模拟盐岩腔扩展的几种可能性：正循环法、反循环法、油垫法和无油垫法水溶，模型体现液流速度和盐岩层倾斜面在溶解中的影响。对于已知条件和循环流量，该模型计算盐腔中不同的水平面上盐溶解总量，卤水的含盐量和盐腔中相同的水平面上的溶解半径。所有这些盐腔的体积，产出的盐量和盐溶解度的计算，均视作时间的函数，并按时记录下来。

1993年Hagoort根据天然气的质量和能量方程，建立了盐穴储气库注采的数学模型，用来预测盐腔内温度和压力的变化。

1998年Bogert建立了盐穴储气库压力模型，讨论了盐腔的几何形态和稳定性。

2002年Anitasteinberger研究了盐穴储气库天然气的注入、储存、采出过程，建立了盐穴储气库天然气注采数学模型。

2004年Willson建立了预测盐腔形态的模型，考虑了注入卤水浓度、注入速度、盐溶解速度等因素的影响，分析了用海水盐腔能够减少建库的成本。

2007年Gang Han研究了盐穴储气库单个盐腔的稳定性，建立了盐穴储气库力学模型，分析了盐岩厚度、硬度、盐腔形态、循环方式、流体运动等对盐腔稳定性的影响。

我国利用盐穴建设储气库的研究始于1998年，随着2006年金坛储气库老腔注气工程的全面实施，我国在盐穴储气库研究的地址选取、区块评价、盐腔设计、造腔控制、稳定性分析、注采方案设计、钻完井工艺等多方面取得了一批研究成果和技术手段。

1994年陈林庆给出了盐岩综合溶解速度的计算公式，对确定卤井生产率、卤水采出浓度，以及产能和能耗的经济效益对比等有着十分重要的意义。

1997年王清明论述了盐类矿床水溶采矿的理论基础，给出了影响盐类矿石溶解速度、溶解速率的因素。

1997年杨骏六等建立了水溶采矿中盐腔形态随时间发展的数学模型，为盐岩开采中设计参数的优化，以及开采过程中的监控打下了基础。

2000年谭羽飞等提出描述天然气地下盐穴储气库动态注采过程的数学模型，包括实际气体性质、盐岩层与库内气体的对流换热，任意连续注采循环时天然气压力和温度随时间的变化，并对注采过程中的热工参数进行了计算，模型可用于储气库的设计规划。

2002 年和 2003 年，梁卫国等对盐类矿床水溶开采的机理进行了分析，给出了影响盐岩矿物溶解速度的主要因素，综合水溶开采过程中盐溶液运移方程、浓度扩散方程、岩体及裂缝的变形方程，得出了群井控制水溶开采的数学模型，采用有限元软件求解，即可以获得群井控制水溶开采过程中，盐矿层溶解、盐腔的扩展情况。

2003 年杨骏六、吴乘胜等使用了一种新方法研究盐腔，根据盐腔中各区域的流动特征，将盐腔划分为 4 个区域：边界层、盐腔主体、浮羽流区和“死水”区，并且对其分别进行了研究；然后根据这几个区域之间的相互关系，提出了一个数学模型。它可以对盐腔中卤水的浓度分布和盐腔扩展进行计算和预测，从而为盐岩水溶开采参数的优化、开采过程的监控提供参考，在模拟过程中，考虑了浮羽流区等因素的影响。

2003 年赵志成、朱维耀等深入研究盐岩水溶机理，进而求解盐岩溶解速度，研究盐腔形态变化规律。

2006 年丁国生等给出了盐穴储气库注采计算模型。

（二）水溶造腔数学模型的建立①

1. 浓度场

（1）盐岩盐腔溶蚀的过程实际上就是溶质在溶剂的流动体系中的输运过程，这一过程可用一组多维非稳态对流扩散方程来描述。

①张量形式：

$$\frac{\partial C}{\partial t} + (\bar{v} \cdot \nabla) C = D \nabla^2 C \tag{5-6}$$

②柱坐标系中可表示为：

$$\frac{\partial C}{\partial t} + v_r \frac{\partial C}{\partial r} + v_z \frac{\partial C}{\partial z} = D\left(\frac{\partial^2 C}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial C}{\partial r} + \frac{\partial^2 C}{\partial r^2}\right) \tag{5-7}$$

式中 C——t 时刻在轴向位置 z 的横剖面上半径 r 处的空间点的浓度，mol/m^3；

v——流速，m/s；

v_r——半径 r 处的速度；

v_z——轴向位置 z 处的速度；

D——扩散系数，m^2/s。

（2）如果假设盐腔内流动为稳定流，速度场 v 为已知函数，则方程还可与以下定解条件一起构成未知函数 C 的定解问题。

①初始条件：

$$C|_{t=0} = 0$$

②边界条件。

第一类边界条件：外边界盐腔侧壁壁面 Γ_1 上浓度保持恒定（饱和浓度）：

$$C|_{\Gamma_1} = C_s$$

第二类边界条件：盐腔上下两底底面 Γ_2 上均为不渗透边界（盐腔上底面为防护液，下

① 参考《盐穴储气库溶腔数值模拟研究》。

底面为沉降堆积的不溶物残渣）。内边界 Γ_3，即 $r \to 0$ 注采管柱外壁，为不渗透边界。

实际上内边界与外边界相比，$r \ll R$，因而对于浓度场来说，内边界的影响可以忽略不计：

$$\left.\frac{\partial C}{\partial n}\right|_{\Gamma_2} = 0$$

由方程（5－5）及如下定解条件（1）、（2）、（3）组成了未知函数 C 的定解问题。

$$\left.\frac{\partial C}{\partial n}\right|_{r=0} = 0 \tag{1}$$

$$\left.\frac{\partial C}{\partial n}\right|_{z=0} = 0 \tag{2}$$

$$\left.\frac{\partial C}{\partial n}\right|_{z=Z} = 0 \tag{3}$$

理论和实验证明，对于以上对流扩散过程，当壁面浓度一定时，任一截面的浓度分布除与流体的物性有关外，更重要的是取决于流体的速度分布。一般的，流速 v 应为（t，r，z）的连续函数，因此还应建立速度场的控制方程。

2. 速度场

对于有源流的流动来说，变密度流体的质量守恒定律（或者连续方程）一般可以写成：

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = q \tag{5-8}$$

或者

$$\left(\frac{\partial}{\partial t} + \vec{v} \cdot \nabla\right)\rho + \rho \nabla \cdot \vec{v} = q \tag{5-9}$$

式中 ρ——密度；

t——时间；

∇——向量微分算子；

q——热流密度。

根据 Navier－Stokes 流体动力学基本方程，动量方程可写为：

$$\rho \frac{D\vec{v}}{Dt} = \rho \vec{f} - \nabla p + \frac{1}{3}\mu \nabla(\nabla \cdot \vec{v}) + \mu \nabla^2 \vec{v} \tag{5-10}$$

或者

$$\rho\left[\frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + (\vec{v} \cdot \nabla)\vec{v}\right] = p\vec{f} - \nabla p + \frac{1}{3}\mu \nabla(\nabla \cdot \vec{v}) + \mu \nabla^2 \vec{v} \tag{5-11}$$

式中 p——压力；

f——体积力；

μ——动力黏度。

速度散度 $div\,\vec{v}$ 可以表示为：

$$div\,\vec{v} = \nabla \cdot \vec{v} \tag{5-12}$$

在柱坐标系内，考虑一个圆环形的流体元：流体位于 r 和 $r+\mathrm{d}r$ 以及 $z+\mathrm{d}z$ 之间，如图 5－12 所示。

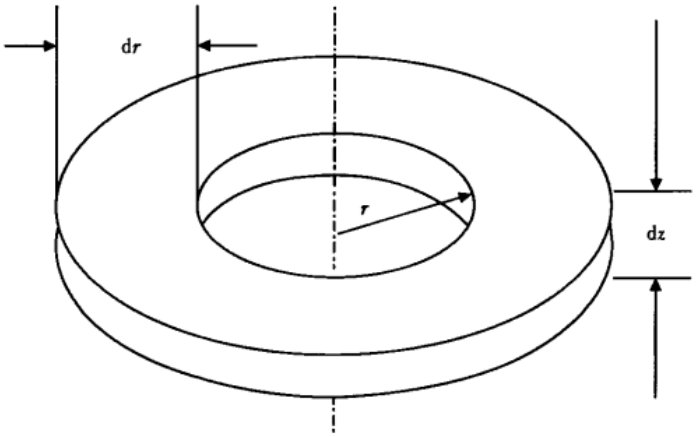


图 5－12　柱坐标系下流体元示意图

考虑轴对称流动情况，此时物理量 $f=f\ (t,\ r,\ z)$，以上连续方程和运动方程可以写成柱坐标系下的分量形式：

$$\frac{\partial p}{\partial t}+\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\ (r\rho v_r)\ +\frac{\partial}{\partial z}\ (\rho v_z)\ =q \tag{5-13}$$

$$\frac{\partial v_r}{\partial t}+v_r\frac{\partial v_r}{\partial r}+v_z\frac{\partial v_r}{\partial z}=-\frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial r}+\frac{1}{3}\frac{\mu}{\rho}\frac{\partial}{\partial r}(div\,\vec{v})+\frac{\mu}{\rho}\left[\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial v_r}{\partial r}\right)+\frac{\partial^2 v_r}{\partial z^2}-\frac{v_r}{r^2}\right]+R \tag{5-14}$$

$$\frac{\partial v_z}{\partial t}+v_r\frac{\partial v_z}{\partial r}+v_z\frac{\partial v_z}{\partial z}=-\frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial z}+\frac{1}{3}\frac{\mu}{\rho}\frac{\partial}{\partial z}(div\,\vec{v})+\frac{\mu}{\rho}\left[\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial v_z}{\partial r}\right)+\frac{\partial^2 v_z}{\partial z^2}\right]+Z \tag{5-15}$$

轴对称柱坐标系下，速度散度可表示：

$$div\,\vec{v}\ =\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}(rv_t)\ +\frac{\partial}{\partial z}(v_z)\ =\frac{v_r}{r}+\frac{\partial v_r}{\partial z}+\frac{\partial v_z}{\partial z} \tag{5-16}$$

如果不考虑浓度分布的影响，即将流体密度视为常数，则连续方程、动量方程也可与定解条件一起构成定解问题。

初始条件：

$$v\big|_{t=0}=0$$

边界条件：

$$v\big|_{\Gamma=0}=0$$

对于物性恒定的流体，速度分布将不依赖于浓度分布，这是恒物性流体流动的主要特

征；否则，如果由于浓度分布引起流体物性的变化，那么浓度分布同时也将对速度分布产生影响。

实际上，溶液密度 ρ 与浓度 C 的函数关系为：

$$\rho = \rho_w + CM\left(1 - \frac{\rho_w}{\rho_s}\right) \tag{5-17}$$

$$\rho = \rho\ (t,\ r,\ z)$$

$$C = C\ (t,\ r,\ z)$$

式中 ρ——溶液密度；

C——溶液摩尔浓度；

ρ_w——淡水密度；

ρ_s——盐岩密度；

M——盐岩摩尔质量。

3. 溶解速度方程

设盐腔的边界为 R，则 R 是一个与时间 t 和轴向位置 z 有关的函数，即 $R = R\ (t,\ z)$，工程上称为动边界问题，即随着溶蚀过程的进行，盐腔边界不断向外扩展。

根据物质平衡原理以及 Fick 第一扩散定律，假设紧贴盐岩固壁表面有一层极薄的边界层，其浓度保持饱和浓度恒定不变，固壁表面溶离的盐岩分子，经过边界层进入扩散区，而边界层内的溶液浓度始终维持动态平衡，其过程示意图见 5－13 所示。

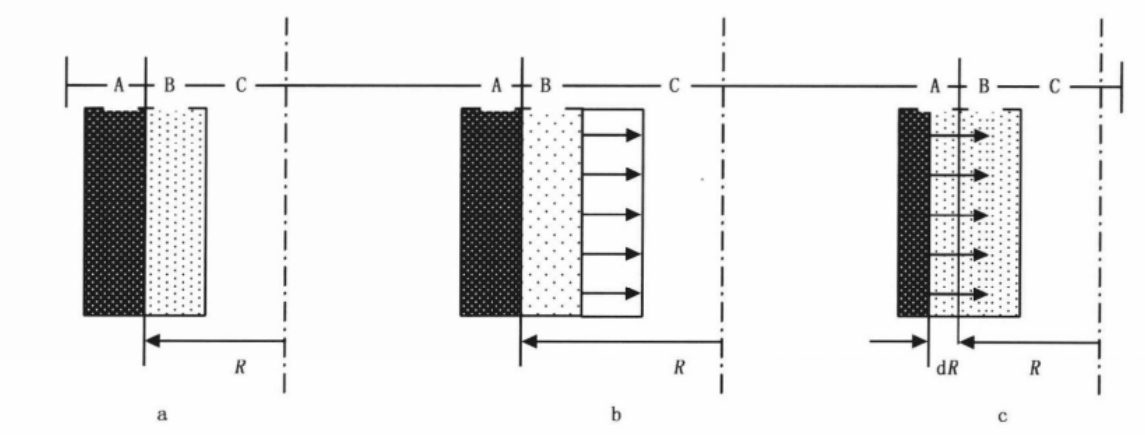


图 5－13　盐岩溶解过程示意图

A　盐岩固壁；B—边界层；C—扩散区

（1）边界层在盐腔固壁表面与扩散区之间维持动态平衡；

（2）边界层内盐岩分子扩散进入流场，边界层内溶液浓度降低，低于饱和浓度；

（3）盐腔固壁表面盐岩溶解，盐岩分子进入边界层，补充边界层内物质损失，使边界层内溶液浓度重新达到饱和；同时由于固壁表面上的物质损失，盐腔边界（连同所附着的边界层一起）后退一段微小距。

由此可以建立盐岩溶解速度方程：

$$\frac{\partial R}{\partial t} = -D\frac{M}{\rho}\frac{\partial C}{\partial n}\Big|_{\Gamma_1} \tag{5-18}$$

综上所述，连续方程、动量方程、对流扩散方程及溶解速度方程共5个方程，由于密度 ρ 与浓度 C 不是独立的变量，因此所求未知数包括 ρ（C）、v_r、v_z、p、R，也是5个；因此以上各个方程构成完备的方程组，可以进行求解。

同时，由于速度场和浓度场的耦合关系，对于上述非线性方程组，很难获得解析解，可以通过计算机进行数值求解。

（三）水溶造腔数值模拟软件

造腔数值模拟采用的软件可以模拟垂直方向盐穴水溶造腔等，图5－14为软件操作界面。软件主要功能及特点如下：

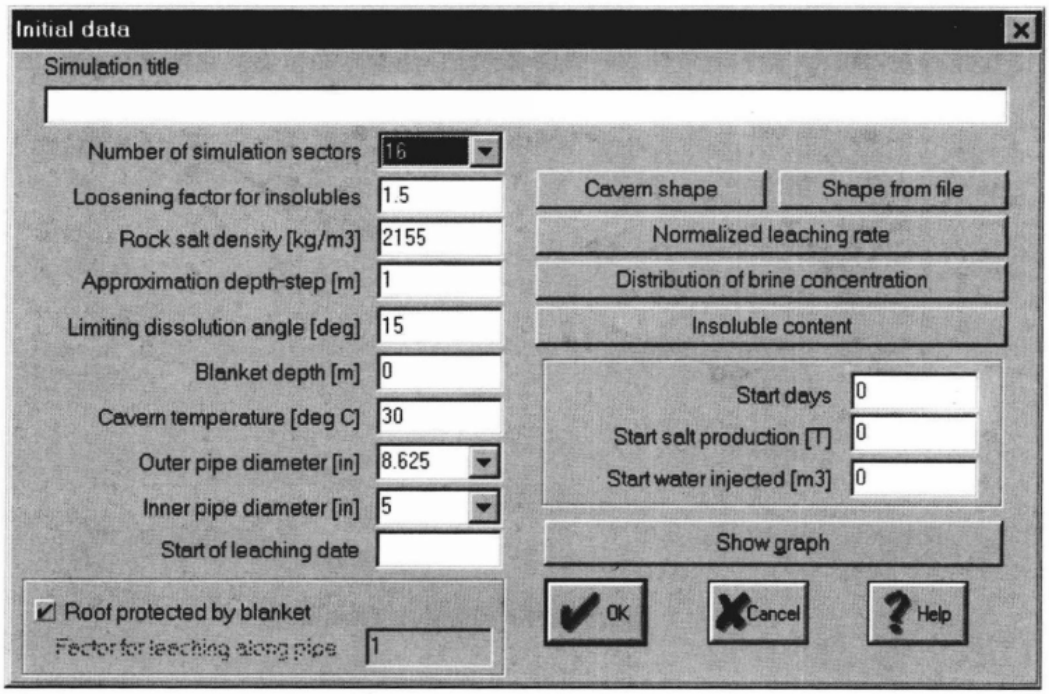


图5－14　造腔模拟软件操作界面

（1）软件可用于盐穴的优化设计和造腔过程中盐穴发展的监测；

（2）可模拟非轴对称的垂直盐穴造腔；

（3）考虑盐岩溶蚀速率的非均匀性；

（4）考虑不同深度盐岩的不溶物含量；

（5）在造腔过程中可以模拟阻溶剂位置的改变（上升或下降）；

（6）可模拟造腔过程中管柱的变化和不同循环方式（正循环或反循环）；

（7）可模拟无阻溶剂，仅用管柱造腔的形式；

（8）可计算造腔过程中注水压力、卤水压力和井口压力。

三、水溶造腔影响因素

影响水溶造腔的因素有很多：首先，要充分考虑夹层、盐岩品位等地质条件的影响；其次，管柱的组合、排量、循环方式等生产条件，对盐腔形态和造腔速度都有一定的影响；此外，盐穴储气库建槽期，为了提高水溶盐岩速度和卤水浓度，可以采用快速造腔工具促溶。

因此，通过盐穴储气库盐腔数值模拟软件的应用，进一步认识水溶造腔过程中盐腔形态发展变化规律，结合工程实际，得到地质条件、工艺参数等对盐腔形态的影响。

（一）地质条件的影响分析

1. 盐岩品位和厚度的影响

盐岩品位，即 NaCl 的百分含量，是盐穴洗盐造腔的一个重要参数，其对盐腔的形态和溶蚀速度都有影响。

1）对形态的影响

根据盐岩地层纵向分布特征，在管柱组合、排量等生产条件相同的情况下，得到不同盐岩品位地层的盐腔结果。图 5－15、图 5－16 给出了 7 种地质模型（盐岩品位分别为 70%、75%、80%、85%、90%、95%、100%）在溶蚀 720 天后，盐腔有效体积、盐腔有效利用率（即盐腔有效体积/（盐腔有效体积＋残渣体积））随盐岩品位的变化情况。

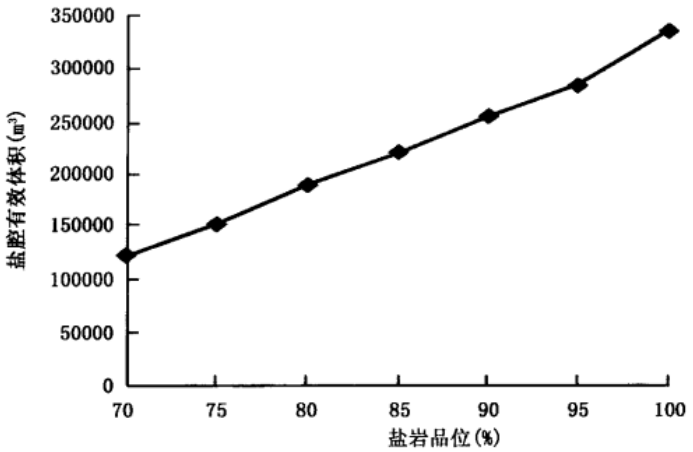


图 5－15　盐腔有效体积随盐岩品位变化曲线

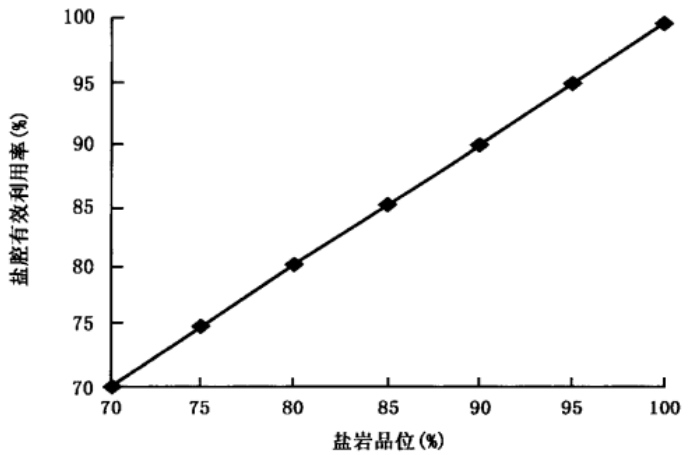


图 5－16　盐腔利用率随盐岩品位变化曲线

从结果可以看出，盐岩品位对盐腔的形态有一定的影响，原因是盐岩品位高的盐岩层，溶蚀速度快，盐腔形态就比较规则。随着盐岩品位的增加，不溶物残渣沉淀体积明显减小，

盐腔有效利用率上升。当盐岩品位为70%时，盐腔有效利用率仅为70%；而当品位达到95%时，盐腔有效利用率也达到95%以上。由此说明，盐岩品位对盐穴储气库水溶造腔的发展过程有重要影响，在盐穴储气库建设前的库址筛选过程中，要考虑盐岩品位这一因素的影响，尽量选择盐岩品位高的盐岩层进行建库，这样既可以节省建库时间，又可以形成比较好的形态的储气库，并且盐腔稳定性能够得到保证。

2）对速度的影响

图5－17给出了7种地质模型（盐岩品位分别为70%、75%、80%、85%、90%、95%、100%）在溶蚀720天后，平均采盐速度随盐岩品位的变化曲线图。

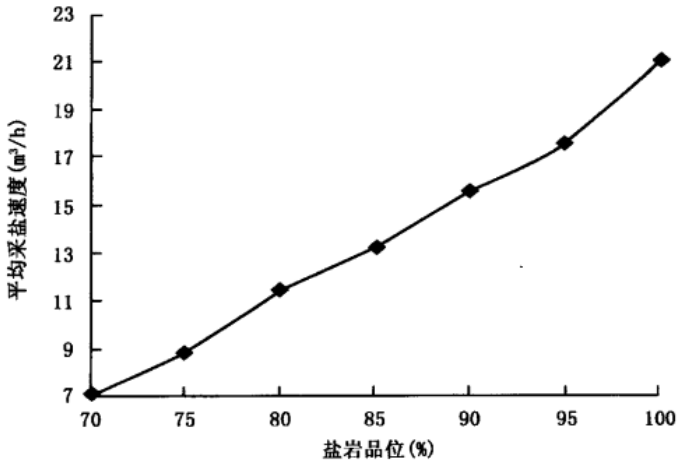


图5－17　平均采盐速度随盐岩品位变化曲线

从图5－17中可以看出，盐岩品位越高，平均采盐速度就越大；因此，选择盐岩品位高的地层造腔，能有效提高采卤速度，缩短造腔周期。

通过不同地区的实验分析，给出了盐岩矿石品位与溶解速度关系（表5－3）。

表5－3　盐岩矿石品位与溶解速度关系表

取样地点	试验方法	NaCl品位（%）	侧溶速度（cm/d）	溶液最终浓度（°Be′）	测试单位
四川罗城盐矿	室内静溶法	99.5	35.2	10.1	四川五通桥盐厂
青海达改盐矿	室内静溶法	78.74	24.0	10	中国科学研究院盐湖所
云南一平浪盐矿	硐室水溶法（动溶）	29.44	6.72	22	云南一平浪盐矿

资料来源：《中国井矿盐》，1997年，第133期。

由表5－3可以看出：矿石品位高，水与盐类矿物的溶解接触面积大，溶解速度快，溶解速率大。

因此，在不同盐岩品位的地层条件下，盐穴储气库水溶造腔形态各不同。盐岩品位影响盐岩储气库水溶造腔形态的发展变化，选择盐岩品位高的地层进行盐岩储气库造腔，有利于盐腔形态的控制；同时品位高的盐岩地层，综合溶解速度大，所以可缩短盐穴储气库的水溶造腔时间，能更好地满足地面盐场的采卤要求。另外，盐岩层厚度越大，均质性越强，则盐

腔形态越规则，越利于造腔，而且造腔形态易调整；对于较薄的盐岩层，造腔难度增大。此外，盐岩矿物本身的水溶性、盐岩矿物的组分及盐岩矿石结构构造对于造腔速度都有一定影响，但这些因素都不是影响水溶造腔的主要因素。

2. 水不溶物及夹层的影响

盐穴储气库建设要选择盐岩纯度比较好的盐岩层造腔，但由于盐岩层的非均质性，常常存在水不溶物和厚度不等的夹层。

盐岩层中水不溶物含量不仅影响盐岩的溶蚀速率，而且不溶物在卤水中浸泡膨胀，极大地影响了盐腔整体的有效体积。在造腔过程中，不溶物沉井的高度也直接影响中心管提升的位置。因此在造腔设计中，要考虑好不溶物膨胀速率等因素。

盐岩层中经常含有平面上连续分布的夹层，这些夹层主要有石膏、泥页岩、白云石和石灰石等组成。盐腔溶蚀过程中，夹层的存在延缓了盐腔内流体的运动过程，导致盐腔的流体不能充分地通过循环管柱而与外界的淡水进行交换，降低了溶蚀速度；同时夹层主要以垮塌破坏为主。因此夹层的存在，破坏盐腔边界的连续性，增加了盐穴储气库造腔的时间，不利于造腔和盐腔形态的控制。

图 5－18 给出了 4 种地质模型（夹层个数分别为 0 个、1 个、2 个、3 个，其余条件相同）在溶蚀 720 天后的盐腔结果图。

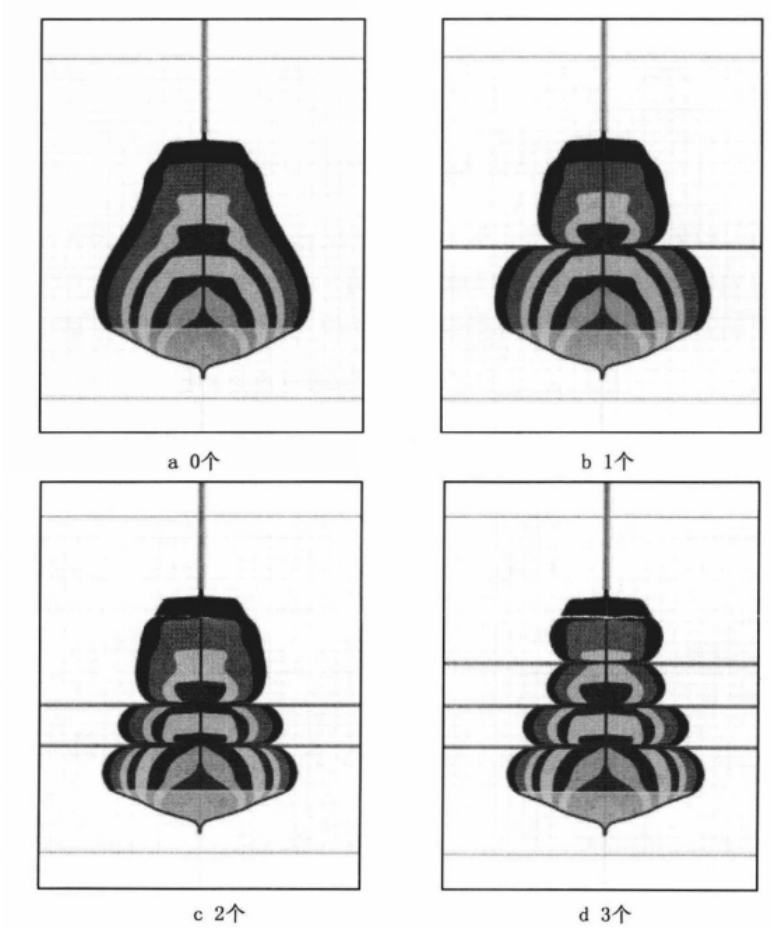


图 5－18　夹层数量不同时的盐腔结果图

由图 5－18 可以看出，夹层对盐穴储气库水溶造腔的形态影响很大。无夹层时，盐腔的边界连续性好，形态为倒梨形，盐腔稳定性好；夹层数目增多时，盐腔边界出现不规则，盐腔的形态为圆柱形，盐腔稳定性差。数值模拟研究结果表明，盐腔溶蚀过程中，夹层的存在，破坏了盐腔边界的连续性，不利于造腔和盐腔形态控制。可见，盐岩层中多夹层的存在，影响盐穴储气库水溶造腔形态的发展变化，夹层越少盐腔形态越规则，越容易控制盐腔的形态。

另外，不同的夹层由于其组成不同，其抗拉强度和抗剪强度也不同，较小的抗拉强度或抗剪强度容易断裂，通过对多夹层的力学分析，夹层的尺寸大小影响夹层的断裂和垮塌，较薄的夹层容易断裂，盐穴储气库水溶造腔过程中盐腔的形态就容易控制。因此，盐穴储气库的建设最好选择在无夹层的盐岩层中进行；次之，也应该选择夹层数量尽可能少并且夹层厚度较小的地层。

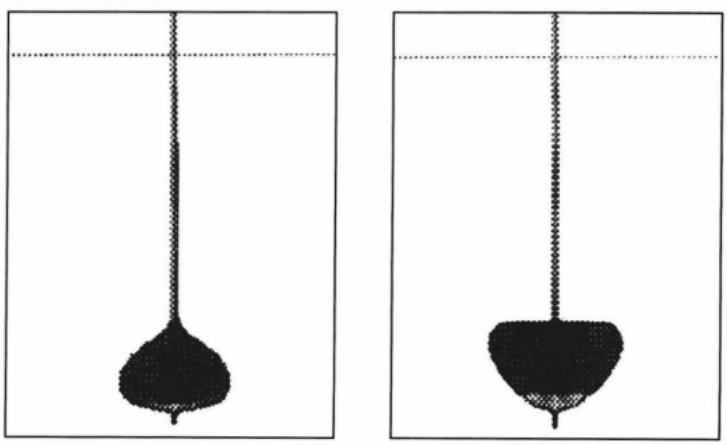
（二）造腔工艺的影响分析

盐穴储气库造腔工艺因素包括循环方式、两口距、垫层位置、管柱提升次数等。这些因素控制着盐穴储气库造腔周期、盐腔体积、盐腔形态及采卤浓度等。因此在水溶造腔过程中，需要考虑循环造腔工艺对盐腔形态和盐腔速度的影响。

1. 循环方式的影响

水溶造腔过程中，盐腔内的溶液浓度从上到下是由低到高分布的，在盐腔的不同方向上盐岩层表面的溶解速度不同。一般情况下，盐腔的上溶速度约为侧溶速度的 2 倍，底溶速度最小，接近于零。这是因为盐腔底部溶液浓度最高，一般接近于饱和浓度，而且不溶物残渣沉淀在底部也阻碍了底部层面进一步的溶解。因此，在盐穴储气库盐腔溶蚀过程，不同的循环方式对盐腔的影响也不同。

采用正循环方式进行，获得盐腔形态为上小下大的梨形，该形态发生底溶的接触面占主要地位，溶蚀速度低；采用反循环方式进行，获得盐腔形态为上大下小的倒梨形，该形态发生上溶的接触面占主要地位，溶蚀速度高(图5－19)。正循环时，由于注入口在下，部分淡水从中间管直接采出而没有起到应有的改变卤水浓度效果，溶蚀效率较低；反循环时出口在下，排出的卤水浓度高，较正循环溶蚀效率高。因此，在水溶采卤建设地下储气库过程中合



a 正循环　　b 反循环

图 5－19　不同循环方式盐腔形态

理使用正反循环：盐腔的初期即建槽阶段采用正循环，保证盐腔底部有足够的空间存放残渣，可防止残渣堵塞管道；建槽后采用反循环，可以提高溶蚀速率，中心管排出较高的卤水浓度。

2. 两口距的影响

盐穴储气库水溶造腔过程中，下入两个同心套管（中间管和中心管），两口距即指中心管端口与中间管端口之间的距离。两口距是造腔工艺中的一个重要参数，它对造腔扩展速度和溶蚀效率以及盐腔形态都有重要影响。

两口距直接影响了采出卤水的浓度，如果两口距较小，注入淡水含盐量还没有达到饱和就排出盐腔，对溶蚀效率和造腔扩展速度都有严重影响。由于两口距之间的淡水或卤水始终处于流动状态，介于两口距之间的腔壁溶蚀速度自然会大于其他部位。因此在造腔过程中，利用这一现象调节盐腔的形态。

随着盐腔体积的增加，要不断改变中心管和中间管的位置，增加两口距，扩大对流作用区域，加快溶蚀速度；中间管的位置在溶蚀过程中是决定盐腔最大半径的主要因素，盐腔的形态受中间管位置的影响很大；中心管位置的变化对盐腔形态的影响很小。

图 5－20 给出了相同条件下，两口距不同时形成的盐腔体积，从图中可以看出，两口距从 10m 增加到 40m，盐腔的体积变化明显，并且随着两口距的增加，盐腔体积也逐渐增大，提高两口距能扩大溶蚀空间，提高溶蚀速度，缩短造腔周期；然而当两口距离从 40m 到 90m 时候，盐腔的体积增加不大，基本上保持不变，而盐腔的连续性不好。因此，在盐穴储气库盐腔过程中，要保持一定的两口距，这样既能提高盐腔速度，又能保证盐腔形态的连续性和稳定性。

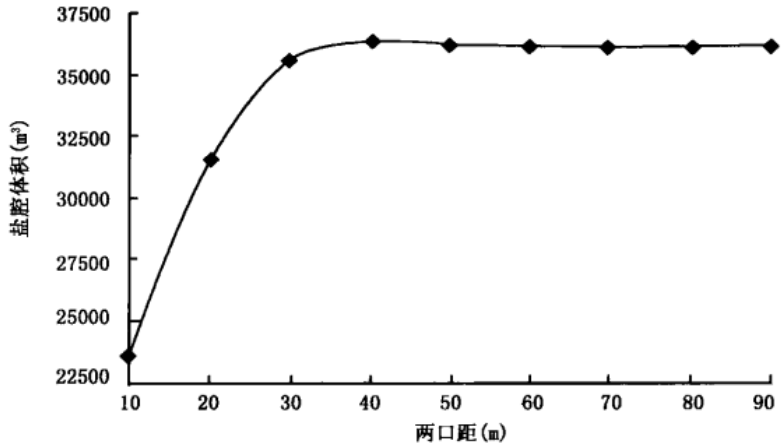


图 5－20　两口距不同时的盐腔体积

3. 垫层位置的影响

在控制盐腔形态的工艺参数中，垫层的控制对盐腔形态变化的影响最大，采用自下而上逐级提升的方法，即自下而上对盐岩层进行分段溶蚀，控制盐腔形态，改变垫层位置，可以有效控制盐腔形态。

垫层的位置一般位于中间管口上 1m，垫层的提升随中间管变化而变化，一般 7～9 次为适宜。在造腔初期，中心管位置和垫层位置对盐腔的影响较大；造腔中期，中间管位置对盐腔影响逐步加强，成为影响盐腔形态变化的主要因素，中心管位置的影响变小；造腔后期，垫层位置成为最主要的影响因素，中间管位置对盐腔体积的增加不再产生影响。

图 5－21 给出了在中心管和中间管位置一定的情况下，从小变大改变垫层与中间管的距离，而导致盐腔体积的变化。

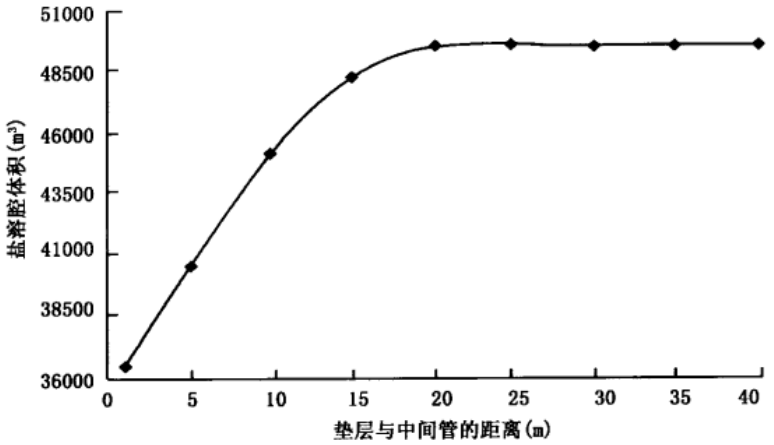


图 5－21 油垫位置不同时的盐腔体积

从图 5－21 中可以看出，盐腔的形态与垫层和中间管之间的距离关系很大，随着距离的增大，盐腔的体积增大；但当达到一定的程度的时候，如示例中的 20m 时，盐腔的体积就不再随距离变化，基本保持不变。

4. 管柱提升次数的影响

盐穴储气库水溶造腔过程中，随着残渣物高度的增加，中心管的位置要逐渐提升；另外为了保证形成形态规则的盐腔形态，两口距也要相应地发生变化，这样中间管的位置也需要提升。为了研究管柱提升次数对盐腔形态的影响，在相同条件下，管柱分别提升 3 次、5 次、7 次、9 次，盐腔形态如图 5－22。

从图 5－22 可以看出，管柱提升次数从 3 次到 7 次时，盐腔形态的差别很大，随着管柱提升次数的增加，盐腔形态越符合要求，越接近倒梨形，盐腔的边界连续性越好，盐腔的稳定性越好；管柱提升次数 7 次和 9 次时，效果差别不大，盐腔的形态变化不明显，形态基本规则，能满足建设盐腔稳定性的要求。盐腔提升次数越多会造成造腔成本增大，故在盐穴储气库水溶造腔的过程中，管柱的提升次数不能过多。

四、盐腔的检测

盐腔检测是指在造腔过程中对盐腔形态的直接检测，通过检测掌握造腔的发展过程。

采用盐腔检测主要有两个目的：①造腔过程中对盐腔形态和体积的检测，通过检测，掌握盐腔形态和体积在整个造腔过程中的变化，进而及时调整控制施工参数；②对垫层界面位置的检测，通过检测，控制和调整垫层到合适的位置。

1. 盐腔形态和体积的检测

根据国外建设盐穴地下储气库的经验，要在盐岩层或盐丘内建造一个数十万立方米甚至数百万立方米体积、形态稳定的地下储气盐穴盐腔，并保证其在天然气注采运行中的密封性和稳定性，这是一项复杂的系统工程，需要多方面的技术保障。其中在盐穴建造过程中对盐腔形态和体积进行及时测量和评价，是保证盐腔按设计形态和体积建造的必要手段和措施。通过检测可以掌握盐腔形态在整个造腔过程中的变化，从而可以在造腔过程中，通过调整施

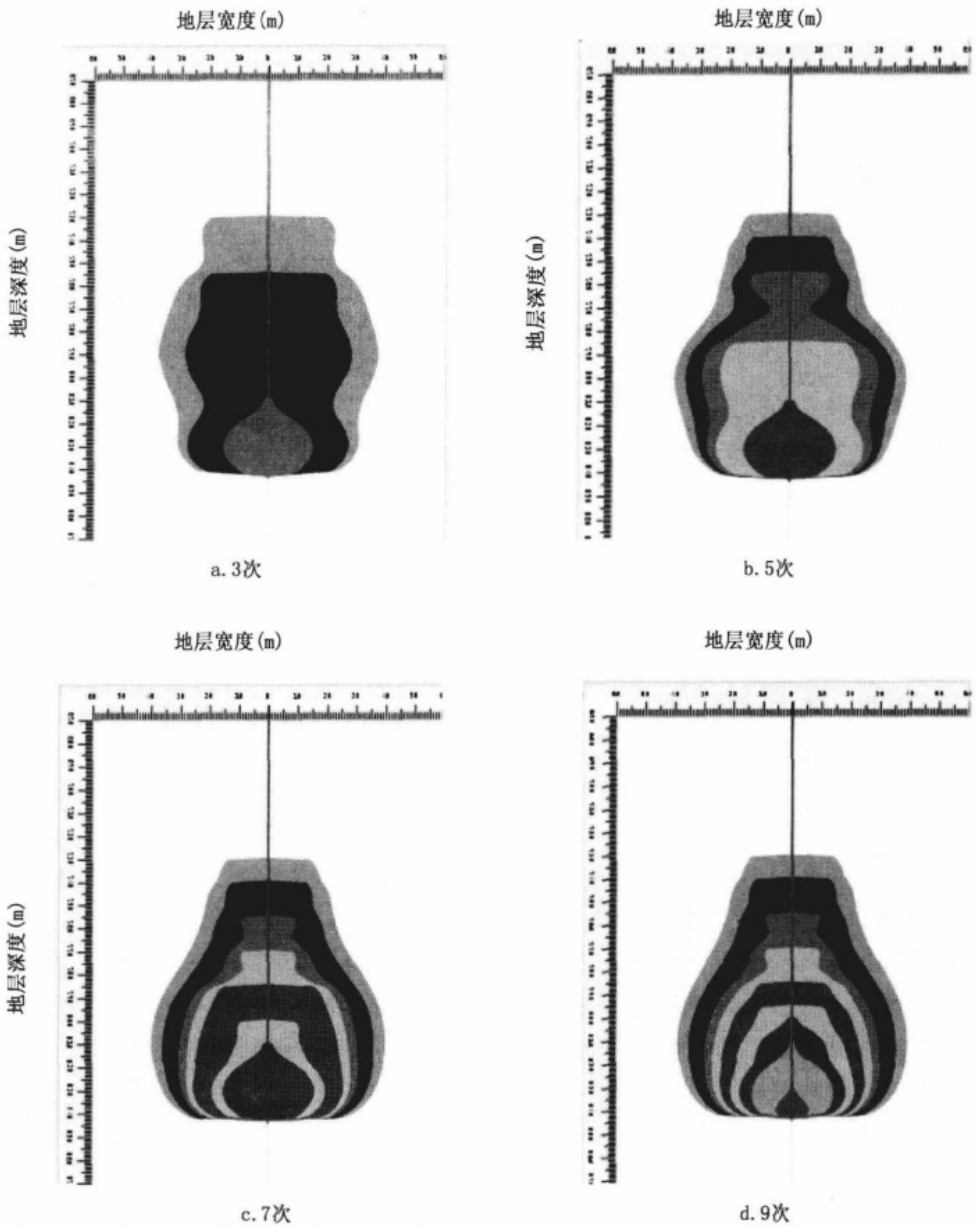


图 5－22　不同管柱提升次数的盐腔形态

工参数控制盐腔的形态，使盐腔达到设计的要求。

1）检测方法

盐腔形态的检测主要是通过声纳测量技术来完成，利用声纳测量技术研制的声纳测量仪器是目前唯一用于盐腔形态测量的仪器，可提供盐腔内部清晰的二维、三维、顶底板图像，发现盐腔内部的异常变化，并可以根据声纳测量结果，及时调整造腔工艺参数，控制盐腔形态，确定造盐腔体积，保证盐腔质量。

声纳测量仪器的工作原理：沿钻井井筒（或中心管）下放声纳测量井下仪器，声纳测量井下仪器的探头出生产套管（或中心管）鞋后进入盐腔，在某一深度水平面上向盐腔壁

发射声脉冲，检测回波信号，信号经声纳测量井下仪器连接电缆传回地面计算机系统，得到某一深度上的盐腔水平测量距离，通过改变测量深度，则可获得不同深度上的盐腔水平测量距离；再对盐腔的顶部、底部和异常部分进行倾斜测量，则可得到不同倾斜角度下的测量距离。两种原始测量数据经计算机系统软件处理后，最终可得到不同深度的盐腔水平图像及整个盐腔的三维图像和盐腔体积（图 5－23）。

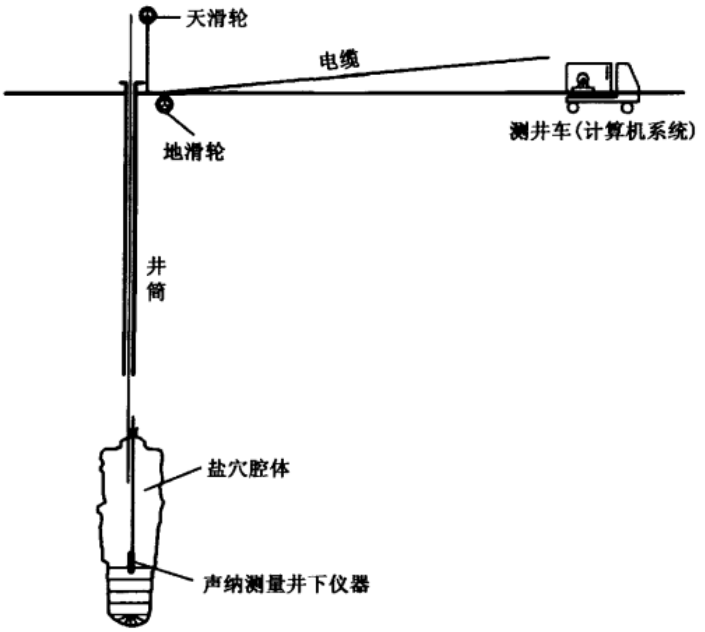


图 5－23　声纳检测现场施工工艺

声纳检测仪在具体实施测量盐腔时：①在水平方向，以 5°为旋转间隔，进行 360°声波扫描，测量盐腔水平断面的轮廓；②在垂直方向，以 1～2m 井深为间隔，测量盐腔高度上不同水平断面的轮廓，最后通过计算机软件的处理，绘制盐腔形态并计算其盐腔体积。

如果盐腔顶部出现掉块或垮塌，可以调整声纳检测仪的声波发射倾角（0°～90°）实施扫描，从而得到高精度的盐腔形态和体积。

2）检测时间

在盐穴建造的每个阶段，均应进行声纳检测。一般情况下，盐腔总体积每增加约 $5 \times 10^4 m^3$，需要进行一次声纳检测。

为得到准确的声纳检测结果，造腔过程中一般不允许通过管柱进行声纳检测，因此，声纳测量前应进行一次修井作业，并与调整造腔管柱深度的作业相结合，以便减少工作量和提高生产时效。

2. 垫层界面位置的检测

在造腔的不同阶段，每次调整造腔管柱时，应对垫层中阻溶剂的注入量进行计量，并且将其同钻井记录结果、声纳测量盐腔结果进行对比，计算出界面深度。

造腔施工过程中，为了更好地控制盐腔形态和保护顶板，需要采用油（气）水界面测量仪对界面深度进行精确监控。根据监控结果，随时补注和释放垫层，将界面维持在预定位置上。目前常用的界面测定方法有脉冲中子测井工具、伽马密度测井工具等。

第五节　盐穴建造的钻完井工程

为了建造盐穴，首先要建立地面和盐岩层之间的通道，即要钻井。钻井质量的优劣、速度的高低，直接影响着后续工作的速度和水平，因此需要优选适合的钻井参数和钻井工具，保证钻井工程的顺利实施。

一、盐穴储气库钻井特征

盐穴储气库井与常规油气井的主要区别有：①井筒压力不同，盐穴储气库井受交变压力影响；②井眼尺寸和套管尺寸不同，盐穴储气库井的较大；③储层类型不同，盐穴储气库井储层为盐岩层；④使用寿命要求不同，盐穴储气库井要求为50年。

盐穴储气库井对钻井的要求：

（1）井内压力交替变化，必须满足注气和采气过程的密封性；

（2）确保较高的井筒质量，满足注气和采气运行的需要；

（3）满足最佳造腔需要，缩短建库时间，减少造腔投资；

（4）完井套管应采用高强度厚壁气密封套管，防止盐岩层蠕变被挤毁；

（5）满足季节调峰和应急供气需要。

地层深处的盐岩，在高温高压环境下具有极强的蠕变特性。由于它的蠕动变形，在钻遇此类地层时会经常发生卡钻、套管非正常受损等事故，因此在目前对盐岩层钻井仍是钻井工程中的技术难题。

统计显示，盐膏层地区钻井的事故率较高，是常规地层的3～5倍，主要的技术难题包括以下方面：

（1）盐岩的塑性变形产生井径缩小；

（2）夹在盐岩层间的薄层泥页岩、粉砂岩等不溶物，盐溶后上下失去承托，在机械碰撞作用下掉块、坍塌；

（3）石膏或含石膏的泥岩在井内钻井液液柱压力不能平衡地层本身的横向应力时，会向井内运移垮塌；

（4）盐膏层段非均匀载荷引起套管挤毁变形，盐膏层在构造应力、上覆岩石压力、温度、倾角、厚度等因素作用下，会发生溶解、蠕变、滑移或塑性流动，对套管产生相当大的外挤载荷，致使套管挤扁、弯曲、变形甚至错断。

在盐穴钻井过程中，为了尽可能避免上述问题的发生，需要合理地选择钻井井型、钻井参数和钻井工具，需要解决的关键问题是井身结构设计、钻井液体系优选和生产套管封固质量。

二、钻井井型优选

在钻井之前应先优选出适合于造腔的井型。目前世界上盐穴储气库造腔所采取的井型主要有单井单腔、单井双腔和双井单腔3种形式。

（一）单井单腔

在盐岩层内钻一口井，套管下入到盐岩层顶部，通过注入淡水，逐渐在盐岩层内淋滤形成一个盐腔（图5－24）。

（二）单井双腔

钻一口井贯穿上下两层，套管下入到下部盐岩层的顶部，用水泥一直封固到地表，先溶漓下部盐岩层，形成设计的盐腔后，再在上部盐岩层套管射孔，注水溶漓出上部盐腔，从而形成两个独立的盐腔（图5－25）。这是针对储气库由两个盐岩层构成或夹层很厚的特定情况下设计的。

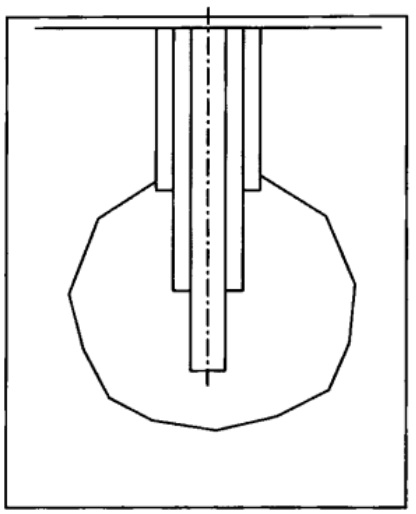


图5－24　单井单腔

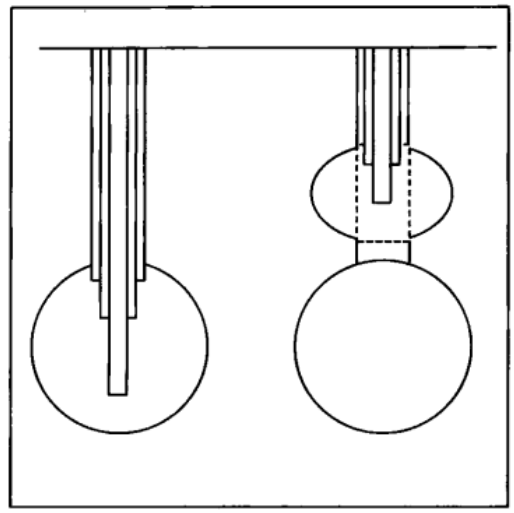


图5－25　单井双腔

（三）双井单腔

在同一盐岩层中钻两口井，连通后，一口井用来注水，另一口井采卤（图5－26）。钻的两口井可以都是直井，也可以是一口直井加一口水平井。

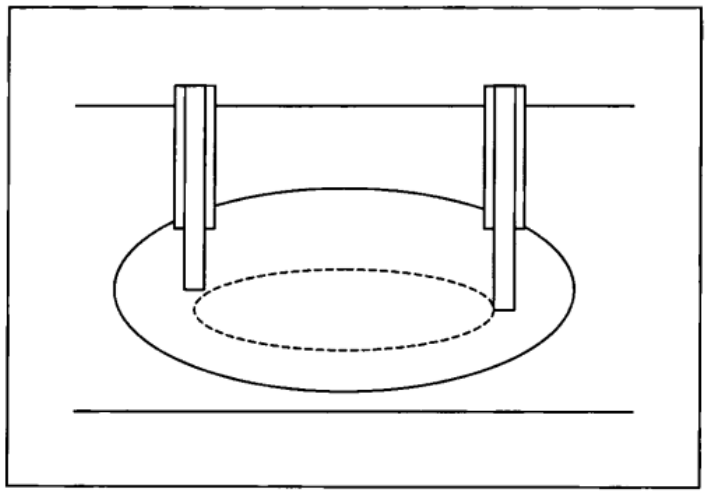


图5－26　双井单腔

造腔所采取的井眼形式虽然多种多样，但广泛应用的形式是钻一口直井造一个盐腔，虽然周期相对长一些，但它具有成本低和安全性好等特点。其他的井眼形式虽然方法是可行的，造腔效率也相对高，但均存在盐腔形态控制困难、顶板保护欠佳、安全性低和投资大等

缺点。我国建造的盐穴地下储气库主要选用的也是单井单腔的井型。

另外需要指出的是，在钻井过程中，应将井斜尽量降至最低，因为任何程度的井斜，不但会影响造腔管柱的定位，而且由于卤水排出不均，会造成盐穴不对称。

三、井身结构设计

井深结构设计是钻井工程的基础，关系到钻井技术经济指标、产能大小、储气盐穴的质量和寿命。

井深结构设计主要内容包括每层套管层次、各层套管相应井眼尺寸（钻头尺寸）、套管直径和下入深度以及水泥返高等。

设计的主要依据是地层岩性特征、地层孔隙压力和地层破裂压力。

（一）套管层次及作用

一口井内下入的套管，根据功能使用情况主要分为导管、表层套管、技术套管和生产套管4类。

1. 导管

主要作用是封固表层疏松地层，将钻井液从地表引导到钻井装置平面上来，建立循环和保护钻井基础。

2. 表层套管

表层套管主要有两个作用：一是在其顶部安装套管头，并通过套管头悬挂和支承后续各层套管；二是隔离地表浅水层和浅部复杂地层。表层套管必须下在有足够强度的地层上，以免发生井涌关井将套管鞋地层压漏。表层套管的水泥浆通常返至地面。

3. 技术套管

其作用将不同地层孔隙压力的层系或易塌、易漏等难于控制的复杂地层，加予封隔，保证钻井的顺利进行。根据需要，技术套管可以是一层、两层甚至多层。技术套管的水泥返高，一般应返至封隔层顶部100～200m之上。对高压气层，为了更好地防止漏气，应将水泥浆返至地面。

4. 生产套管

是钻达目的层后下入的最后一层套管，其作用是将盐岩层与其他地层，或不同压力的盐岩层封隔开来，形成储气盐腔至地面的坚固通道，保证长期生产。生产套管的水泥浆必须返至地面，以加固套管和增强螺纹密封性，提高套管抗内压能力。

（二）井身结构设计原则

井深结构的设计需要遵循以下几个原则：

（1）避免漏、喷、塌、卡等复杂情况发生；

（2）套管尺寸应满足造腔和注采作业要求；

（3）能够有效地封闭气源，保证套管螺纹和管外水泥环的密封质量；

（4）有利于后续的修井作业。

（三）井身结构设计的基本数据

收集所需基础数据，包括地质方面的数据和工程类数据。

地质方面的数据，主要包括岩性剖面及其钻井故障提示、地层孔隙压力、破裂压力和坍塌压力。

工程类数据，主要包括抽汲压力与激动压力允许值、地层压裂安全增值、井涌条件允许

值和压差允值等。

（四）井身结构设计方法及步骤

井身结构的选择实际是生产套管尺寸的选择，盐穴注采气井井身结构不同于枯竭油气藏，盐穴储气库注采井必须同时满足注采、造腔和钻井安全的需要。工程施工中造腔时间占总时间的97%；因此必须充分考虑在满足注采要求的情况下，增大生产套管的尺寸，缩短造腔时间，减少投资。

在盐穴储气库的建设中，井眼建成后需要进行采卤造腔和注气、采气两大生产作业，这两大生产作业所使用的管柱也不一样。其中采卤造腔需要采用双层管柱造腔管柱组合才能满足造腔需要；而注气和采气则采用另外一套管柱（注采气管柱）来满足防腐和安全注采的需要。因此首先必须对这两种管柱的尺寸分别加以确定，才能最终确定与其配套的生产套管尺寸。

1. 采卤造腔管柱尺寸的确定①

利用双层管柱组合进行造腔采卤，不但要满足注采流量的要求，还要注重双管直径的配合，只有双管直径合理的匹配，才能获得大排量、低泵压和采出卤水浓度高的造腔工艺要求。

造腔内管的体积和环形空间体积（造腔内管与造腔外管之间）的比值，是一个重要的参照指标，可根据此比值，确定管串的管径组合。

计算表明，匹配比值在1.11～3.79之间是合理的，如果过大会增加滑脱损失，过小会增加摩阻力，均影响生产效果。

将匹配比值在1.11～3.79之间的几种管柱组合在不同注入排量条件下的循环泵压进行计算，其中循环泵压是在沿程压耗的基础上加上地表管线损耗（1MPa）计算所得。分析结果得出造腔管柱的循环泵压受排量的影响很大，随着排量的增大，压力损耗成级数增长，而排量又决定于建腔周期、循环泵的工作压力等。因此，在选择造腔管柱直径时，必须综合考虑建库对建设周期的要求、地面泵工作负荷以及造腔管柱的工作状况，以期达到最优的组合。

2. 注气和采气管柱尺寸的确定②

注采气管柱尺寸的确定主要是选择生产管直径。通过所建溶腔体积、单腔工作气量和气库运行压力区间，初步选择储气库的单腔日采气能力，并在此基础上，考虑冲蚀流量的影响，确定生产管直径。

1）冲蚀流量计算

高速流动气体会对采气管产生冲蚀作用，气井采气管的通过能力要受冲蚀流量的约束；冲蚀流量可以由单位时间单位面积的冲蚀流速来表征。因此，可以根据冲蚀流速来确定采气管日通过能力。预测流体冲蚀磨损的计算临界冲蚀流速方程为：

$$v_e = C/\rho_m^{0.5} \tag{5-19}$$

式中 v_e——冲蚀流速，m/s；

ρ_m——混合物密度，kg/m^3；

① 《西气东输二线储气库云应盐穴气库注采井钻完井技术研究》。

② 《西气东输二线储气库云应盐穴气库注采井钻完井技术研究》。

C——常数，100～150。

在计算冲蚀流速时，如果井筒流体很干净，即不存在腐蚀和无固体颗粒的情况下，C 值可以取 150；当气体中含有 CO_2、H_2S 等酸性气体或气体中含有固体颗粒时，对管体的破坏性较为严重，C 值可以取 100。

在气体压力低时，当气流速度加快，冲蚀流量就越强；因此就要选择在采气末期，用井口压力计算储气库中采气管的冲蚀流量，从而得出不同压力下生产管直径与冲蚀流量的关系，并结合储气库单腔日采气能力来确定注气和采气管柱的尺寸。

2）生产管直径的选择

根据已有的基本公式推导出如下气体垂直管流公式来进行油管直径选择。

$$p_{wf}^2 = p_{wh}^2 e^s + 1.324 \frac{f(\overline{TZ}q_g)^2}{D^5}(e^s - 1) \tag{5-20}$$

$$s = \frac{0.0683 r_g H}{\overline{T}\,\overline{Z}} \tag{5-21}$$

式中 q_g——标准状态下日产气量，$\times 10^4 m^3/d$；

D——油管直径，cm；

p_{wf}——井底流动压力，MPa；

p_{wh}——井口流动压力，MPa；

r_g——天然气相对密度；

$\overline{T}$——井筒气柱平均温度，K；

$\overline{Z}$——井筒气柱平均偏差系数；

H——油管长度，m；

f——油管摩阻系数。

3. 生产套管尺寸的确定

通过对盐穴地下储气库造腔管柱尺寸和注气、采气管柱尺寸的确定，可以确定出进行储气库的钻井生产所采用的生产套管尺寸。

4. 套管层次及下深的确定

套管层次和下入深度设计的实质是确定两相邻套管下入深度之差。盐穴储气库井与常规油气井存在一定的区别；因此，对于其套管层次及下深的确定，其主要原则和方法参考石油天然气行业标准，并结合储气库的特点来考虑。

设计时由下而上逐层确定套管层次和下入深度。

1）裸眼完钻井深的确定

按照造腔的需要，最后一层套管要进入到盐岩层中一定的深度；然后在盐岩层中继续钻进，最后以裸眼方式完井。

盐腔的底板对其密封性有很大的作用，要注意保护，钻井过程中不能打穿底板，应在距底板一定距离的盐层处完钻为宜。造腔过程中，注水管柱下面的空间要有足够大以用于聚集不溶物质。

在裸眼井段中，应使钻进过程中及井涌压井时不会压裂地层而发生井漏，并在钻进和下套管时不发生压差卡钻事故。

2）生产套管下入深度的确定

对于进入盐岩层的深度值，需要从盐岩层的厚度、盐腔规模、施工工艺等多方面考虑。根据国外学者研究的结果，保持在盐腔顶上的盐岩层厚度或其他晶核层厚度从4.5～71m不等。结合国内盐穴储气库工程的建设实践，生产套管进入盐岩层15～30m，就可以满足储气库密封的需要。

综合考虑，得出生产套管下入深度的确定原则：①确保盐穴腔体的稳定性；②保证顶板部位的密封性；③满足储气规模需要；④缩短完井套管悬空长度，保证采卤及注气和采气施工顺利；⑤国外的经验值为4.5～71m。

3）技术套管下入深度的确定

技术套管的下入深度取决于钻经地层的压力系统和岩性。技术套管必封点（地层）的确定：首先要以压力系统为依据，然后参考地层岩性的变化，如吸水膨胀易塌泥页岩、含蒙脱石的泥页岩、岩膏层、盐岩层蠕变、胶结不良的砂岩等。某些复杂情况的产生与时间因素有关，如钻进速度快，浸泡时间短，复杂情况并不显示出来；反之钻速慢，上部某些地层裸露时间长，则发生坍塌、膨胀、缩径等情况。这需要根据已钻过井的经验来确定技术套管必封点。另外，为了求得控制复杂情况所需的坍塌压力梯度值是非常必要的，这样可以在确定必封点上不必凭经验来进行。

4）生产套管尺寸与钻头尺寸选择及配合

（1）设计考虑因素：

①生产套管尺寸应满足季节调峰和应急供气的要求。根据日采的最大气量、油管大小及井下作业等要求来确定。

②钻头尺寸应满足工艺水平的要求，如井眼、曲率大小、井斜角以及地质复杂情况带来的问题，要保证生产套管安全下达预计深度。

（2）生产套管和钻头尺寸的选择和确定方法。

套管层次和每层套管的下入深度确定后，相应的生产套管和钻头尺寸也就可以根据相关规范来确定，确定的具体原则是，尽量采用API标准尺寸套管和钻头。

①井身结构尺寸的确定一般都是由内向外依次进行，首先确定生产套管尺寸，再确定生产套管的钻头尺寸，然后确定技术套管尺寸等，依此类推，直到表层套管的钻头尺寸，最后确定导管尺寸。

②套管和钻头之间要有一定的间隙，间隙过大则不经济，间隙过小导致下入套管困难、固井质量差。间隙值最小一般在9.5～12.7mm（3/8～1/2in）范围内，最好为19mm（3/4in）。

（五）国内外盐穴储气库井井身结构实例[①]

1. 国外盐穴储气库井井身结构实例

法国、德国、美国、加拿大等国外盐穴储气库井井身结构的显著特点：生产套管均选用大尺寸、厚壁套管或双层生产套管，最后一层水泥封固套管进入盐丘90～150m。

1）法国Manosque盐穴储气库

生产管柱为双管柱结构，即ϕ339.7mm×ϕ273.05mm，进入盐岩层50m，两层套管间的环形空间内注入防腐液。

① 《西气东输二线储气库云应盐穴气库注采井钻完井技术研究》。

2）美国 Salado 储气库的 Cavern1 号井

用 ϕ508mm 套管下入 106.68m，封固淡水层，ϕ406.6mm 技术套管封到 Salado 盐岩层顶，即井深 716.28m 处，用于封固 Permain Redbeds，ϕ339.7mm 生产套管下深 822.96m，保护套管为 ϕ273.05mm，造腔中间管为 ϕ177.8mm。

3）德国一盐穴储气库井

钻头程序：ϕ1600.2mm × 40m + ϕ1100mm × 350m + ϕ812.8mm × 650m + ϕ444.5mm × 900m。

套管程序：ϕ1219.2mm × 40m + ϕ914.4mm × 350m + ϕ622.2mm × 650m + ϕ339.7mm × 900m。

国外盐穴储气库井身结构特点主要是井眼尺寸大、气库吞吐能力强、建库时间短；且抵抗盐岩层蠕变好，均没有发生套管挤毁事故。

国外的盐穴储气库造腔排量大（320m^3/h 以上），造腔所排出的卤水含盐量低，处理后直接排入江河或海洋，因此不适合在我国应用。

2. 国内采盐井井身结构及盐穴储气库井井身结构实例

1）金坛茅兴地区 12 口井

茅兴采盐井井眼尺寸比较小，生产套管鞋进入盐岩层 55 ~ 167m 不等，固井水泥未返到地面（表 5 -4）。

表 5 -4　茅兴地区 12 口井的井身结构数据

项　目	一　开	二　开	备　注
钻头尺寸（mm）	ϕ311 ~ 325	ϕ215 ~ 200	二开井眼结构
井深（m）	22.5 ~ 51.2	966.8 ~ 1062.0	
下入套管尺寸（mm）	ϕ244 ~ 273	ϕ139.7	
套管下入深度（m）	22.2 ~ 50.6	944 ~ 1033	
水泥返高（m）	返到地面	96.5 ~ 352	

2）荣炳—陈家庄地区采盐井

荣炳—陈家庄地区采盐井井身结构比茅兴地区的好，部分井生产套管尺寸较大，但仍限制了采卤速度，完井水泥返高不够（表 5 -5）。

表 5 -5　荣炳—陈家庄地区采盐井的井身结构特点

项　目	一　开	二　开	备　注
钻头尺寸（mm）	ϕ300 ~ 400	ϕ190 ~ 215 ~ 295.3	二开井眼结构
井深（m）	33.4 ~ 67.5	1020 ~ 1213	
下入套管尺寸（mm）	ϕ244 ~ 340	ϕ139.7 ~ 177.8 ~ 244.5	
套管下入深度（m）	33.4 ~ 64.0	1014 ~ 1199	
水泥返高（m）	返到地面	120 ~ 557.5	

3）金坛盐穴储气库

根据金坛盐化公司的卤水处理能力和注气、采气要求，确定出了储气库井井身结构，很好地满足了注气、采气和造腔的要求（表5-6）。

表5-6 金坛盐穴储气库的井身结构设计表

套管层序	套管尺寸（mm）	套管下深（m）	钻头尺寸（mm）	井深（m）	水泥返深（m）
导管	ϕ508	20	ϕ660.4	20	地面
表层套管	ϕ339.7	615	ϕ444.5	617	地面
生产套管	ϕ244.5	1010	ϕ311.1	1012	地面
裸眼	—	—	ϕ215.9	1175	—

四、钻井液优选

针对钻井过程中出现的井下复杂情况，钻井液必须具有良好的稳定性，即抑制盐类的溶蚀，防止地层膨胀和垮塌。

（一）钻井液体系选择

储气库钻井液使用水基钻井液体系。

技术套管井液使用聚合物钻井液。聚合物钻井液是以具有絮凝和包被作用的高分子聚合物为处理剂的水基钻井液，其特点：一是抑制分散，防止泥岩水化膨胀，有利于井壁稳定，减少复杂情况和事故的出现；二是剪切稀释能力强，流动阻力小，携带岩屑能力强，有利于提高钻进速度。

生产套管井液使用饱和或欠饱和型卤水钻井液。卤水钻井液由海水或卤水取制而成，其突出特点是对黏土水化有较强的抑制作用，可以防止盐的侵入而影响其性能，为安全、快速钻大段盐膏地层提供可靠保障。

（二）钻井液性能控制

盐穴储气库注采井对井筒的要求非常严格，良好的井眼是储气库注采井钻井、固井、后期注采施工安全的基础，必须根据实际情况对钻井液的性能进行有效控制。

钻井液密度是关系到井下安全和钻进速度的重要性能指标，要根据地层压力确定各钻井阶段的密度，防止井漏、井壁坍塌和盐岩层蠕变等复杂情况出现，提高钻进速度。

在使用卤水钻井液时，欠饱和卤水钻井液，Cl^-浓度为6000～189000mg/L，饱和卤水钻井液Cl^-浓度为189000mg/L以上，以便黏度、切力和失水量等性能指标得到有效控制。

（三）固相控制措施

根据实际地区的地质岩性特点、井身结构和钻井参数、地质对钻井液密度的要求，保证全井钻井液低固相含量至关重要，必须尽量发挥现有设备的效率，最大限度地清除钻井液中的无用固相，保证钻井液在低固相含量，以达到最佳技术经济指标。

五、套管柱设计

根据储气库的工作特性，在整个使用期间必须保证注采井作用在套管柱上的最大应力，并在允许的安全范围内。

套管柱设计一般遵循3个原则：

（1）满足钻井、注气和采气等作业工艺要求。

（2）载荷及安全储备。

储气库注采井主要承受轴向力、内压力、外压力等。套管柱的安全储备是指抗拉、抗挤、抗内压的安全系数的大小。

（3）经济性。

由于套管柱成本占建井成本的比例较大；因此，设计时要仔细考虑不同钢级、不同壁厚的组合设计，以确定出最低成本方案。

套管柱设计的主要内容是根据套管柱在井内所受的外载，正确选择套管的钢级、壁厚和螺纹类型，使之既要有足够的强度，以保证下入井内的套管不断、不裂、不变形、不泄漏；又要符合节约钢材、降低成本的要求。由于考虑到套管柱在井下的受力和设计方法的不同，所设计的套管柱是不相同的，所以必须经过长期的生产和各种作业考验后才能做出正确的判断。

（一）套管柱外载分析

确定套管承受外载的大小及性质是套管设计的首要条件。从套管柱入井、注水泥到以后生产的不同时期，套管柱的受力是变化的；但是影响套管柱设计的基本载荷是外载（轴向拉力、外挤压力和内压力），设计应根据不同情况按最危险情况来考虑套管柱所承受的基本载荷。

（二）套管柱设计方法

套管柱设计是在套管柱受力分析的基础上，根据套管本身所具有的强度，建立一个安全可靠的平衡关系，通式：安全系数×外载≤套管强度。

套管柱在不同井深所受外载（轴向拉力、外挤压力和内压力），可根据井下具体情况计算出来。安全系数是根据套管强度的计算方法、室内套管强度实验、井下套管柱受力状况、套管柱设计方法等并结合经验来确定的。由通式算出不同井深所需套管强度，再由“套管强度数据表”查出各井段所需的不同钢级、壁厚和螺纹型的套管，这样便可设计出所需的套管柱。

1）确定安全系数

套管柱的设计是通过利用通式表达的关系，由外载和安全系数确定的。很明显，安全系数的大小直接影响到套管的安全性和经济性。

2）套管柱设计方法

套管柱设计方法有等安全系数法、边界负荷法和最大载荷法。目前国内外普通用等安全系数法。所谓等安全系数法，即在套管柱上各段的最小安全系数等于（或大于）所规定的某个安全系数值。

根据套管柱受力分析，可用图形将其受力变化规律简略表示出来（图5－27），从图中可以看出，轴向拉力、外挤压力及内压力在套管柱各截面上不是均匀分布的：轴向拉力自下而上增加；外挤压力自下而上减小；有效内压力（内压力与外挤压力的差值），一般总的趋势自下而上增加。

在设计中为了达到既安全又经济的原则，整个套管柱应由不同钢级、壁厚和螺纹类型的套管所组成，使各段最小安全系数等于（或大于）所规定的安全系数值（即等安全系数法）。同时为了避免反复运算，在一般地层压力井中，先对下部（自下而上）进行抗挤设

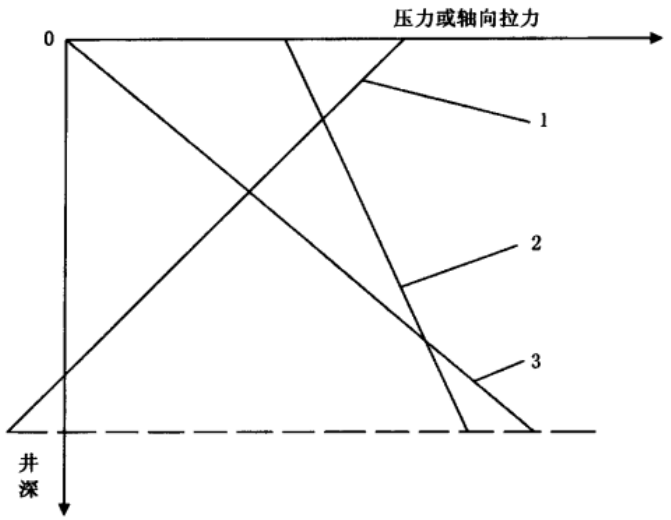


图 5－27　套管柱受力示意图

1—轴向拉力（考虑浮力）；2—内压力；3—外挤压力（按钻井液液柱）

计；而后对上部（自下而上）进行抗拉设计；最后校核抗内压强度。在储气库井中，首先进行抗内压设计，选出满足抗内压强度的套管，然后再进行抗挤和抗拉设计。

（三）防腐设计

储气库注采井的生产套管在设计过程中，必须考虑防腐问题，以延长注采井的使用寿命，普遍的做法是尽可能选择低钢级、大壁厚的套管，以增加抗腐蚀性。

对盐穴储气库来说，套管的腐蚀存在，主要发生在与空气接触部位，而浸在卤水中的套管腐蚀程度相对较小；因此必须考虑与空气接触部分套管的腐蚀。另外，如果外来天然气中含 H_2S 和 CO_2，将会造成套管的显著腐蚀。

六、注水泥设计

储气库的固井作业一般与油田的相同，但前者要使用饱和卤水泥浆，以防在盐岩层内发生冲蚀作用。

（一）对注采井注水泥的要求

储气库在使用过程中，地层压力要反复变化；因而对水泥石强度、致密性及水泥环与管套、井壁的固结质量提出了更高的要求：

（1）井筒要具有足够的密封性和稳定性，防止储气库气体泄露；

（2）水泥石要具有长期强度的稳定性。

（二）注气和采气水泥浆体系设计

对盐穴储气库的水泥浆要求，与常规油气井和采盐业卤井有很大不同，其技术难度也较大，主要有：

（1）盐穴储气库井眼尺寸较大，固井顶替效率难以保证。

（2）在注水泥过程，盐岩层溶解，卤水进入水泥浆，偏摩尔量变化造成水泥浆总体积相应减少，导致上部水泥浆界面回落，盖层和泥岩层的封隔质量受到影响。同时，盐岩层部位的水泥浆也由于受到侵蚀，稠化时间大大延长，抗压强度发展缓慢，本身的胶结也减弱。

（3）卤水泥浆与低矿化度的地层水之间的扩散作用，造成水泥石强度随时间衰竭快。

（4）盐腔逐步扩大后，由于地层压力变化，可能井沿胶结面产生裂缝，造成地层水倒灌入井或井口冒卤；当转为储气后，井口泄露天然气。

（5）油气井的压力随生产过程逐步降低，而储气库的压力则是周期性变化，水泥石的胶结承受交变应力的影响。

鉴于以上问题，对用于盐穴储气库的固井水泥浆，必须在室内完成相关的实验，以确保其长期的稳定性和密封性。

七、完井方法

完井方法是指油气井井筒与储气层的连通方式，是钻井工程的最后环节。完井方法不仅直接影响到储气库注采井的注采能力，而且还关系到气井的使用寿命。

完井方法应该根据该井的储层类型、地层岩性、气层稳定性、渗透率、开采方式和经济指标进行综合分析优选确定。储气库注采井的完井方法还要考虑到注采井的使用特性。

目前，常用的完井方法主要有裸眼和射孔两种，对于盐穴储气库而言，主要采用的是裸眼完钻的方式。

裸眼完井法是指套管下至生产层顶部进行固井，最后钻开盐岩层完井，不下套管，不注水泥浆，在电测取得各种地质资料后，下入造腔管柱进行溶漓造腔阶段。

八、井口装置

完井井口装置是装在地面的井口设备，用以悬吊和安放各种井内管柱，以及控制和导引井内流体输出、地面流体注入井内。

一般的完井井口装置通常包括套管头、油管头和采油树三大主要部件。套管头用以密封各层套管环形空间、承受部分套管柱重量及安装井口防喷器；油管头是用来密封油管和油层套管环形空间、悬挂油管和安装采油树；采油树用来控制油气井的生产。

对于盐穴储气库的钻井来说，水溶造腔、腔体密封检测、注气排卤和注气、采气正常生产各个不同阶段，其油管头和采油树的结构和尺寸不尽相同，应及时作出调整，以满足工艺流程的需要。

完井井口装置压力级别应满足注气最高压力的要求，一般安全系数必须大于1.5。

第六节　卤水处理

在盐穴造腔的过程中产生大量的卤水，如何有效合理地处理这些卤水是至关重要的。在不污染环境的前提下，排放的卤水量决定了盐穴造腔速度的快慢及各项设施的规格。

目前的卤水处理途径主要有以下3种：

（1）销售给盐业公司等当地企业。

这是最常用也是最经济的方法，因为在造腔过程中所产生卤水的饱和度与当地盐业公司的需求相近，所以造腔产生的卤水具有一定的市场。

对抽出到地面的卤水，应设置专门的收集、储存与运输设施，避免对周围环境造成影响。

（2）排入大海。

对于一些特殊位置的盐穴，它们离海很近，因此可就近取水及排放卤水；但在排入大海之前，需要进行净化处理，并经过相关部分的批准，防止对大海产生污染。

（3）回注地下。

把卤水回注到地下的溶洞或地层中，在回注之前，为了避免对环境造成污染，需要对卤水进行相应的处理。

例如，美国得克萨斯州贝德尔盐穴储气库，采用了在将卤水除去机械杂质和油类之后再注入到1620m深的含卤水砂岩地层的技术。

第六章　盐穴储气库的密封性评价及注气排卤工艺

盐腔的密封性即机械完整性评价是盐穴地下储气库工程的一项重要技术指标，其直接关系到储气库的储存能力和运行安全。盐穴水溶完成后，首先要对盐腔机械完整性进行评价，以确保今后运行安全，在此基础上进行注气排卤。盐穴储气库第一次注气排卤，以及配套的注采完井工艺技术是盐穴储气库建造和应用的重要环节。目前，国内在盐穴储气库的注采完井，注气排卤工艺技术及完整性评价方面还处于探索摸索阶段，国外在这些方面进行了很多研究，解决了一些技术难题，研制了一批专门用于注采完井及注气排卤的工具，并形成了相关的配套成熟技术，为盐穴储气库的建设提供了可靠的技术保障。

本章主要介绍以下两个方面的内容：一是盐腔的完整性评价，二是首次注气排卤工艺研究。

第一节　盐穴储气库的密封性评价

盐穴储气库技术是一项需要多学科协同攻关的综合技术，同时也是一个复杂的系统工程。建设盐穴储气库，是一项需要长期做、一次性投资巨大的工程，从决策阶段、设计阶段、建设阶段到投入运营需要长达5～10年左右的时间。一般来说成本需要几千万美元到数十亿美元不等，一旦发生渗漏事故，其后果相当严重，因此盐腔的密封性直接关系到盐穴储气库的安全运行。

在此从6个方面来讨论盐穴储气库的密封性问题：①盐穴储气库密封性检测目的、②盐穴储气库、密封性检测方法、③盐穴储气库密封性检测评价标准与评价参数、④盐穴密封性能风险分析及影响因素、⑤盐穴密封性测试引起的瞬变现象，以及典型密封性检测实例。

一、盐穴储气库密封性检测目的

盐腔密封性测试主要是为了检查盐穴腔体、已固套管井筒、气库井口配置是否具备储存碳氢化合物的能力。

盐穴储气库的机械完整性检测包括两个阶段：

第一阶段为生产套管固井结束后，即造腔前期实施全井筒气密封试验，目标主要是检查生产套管的技术状况，以及生产套管鞋附近套管固井的气密封状态，从而确定该井是否适用于未来的储气运行，是否可以开始造腔作业。在盐穴气库建造过程中，此阶段的气密封试验反映了完井后、造腔前的井筒状况，反映了储气库井未受运行影响的初始状况，可以为今后套管检验或气密封试验识别并评价发生的重大变化提供参考依据。

第二阶段为注气排卤之前，即造腔结束后实施盐腔气密封试验，以检验生产套管鞋附近最后一层套管注水泥的气密度是否达到预定水平，从而排除造腔过程中可能对生产套管鞋产

生损伤的可能。

二、盐穴储气库密封性检测方法

目前国外在盐穴储气库盐腔密封检测方面主要有两种方法：

一种是 API 推荐的盐腔密封检测方法，简称 API 方法①，主要应用在北美地区。该方法是在井内下入测试管柱至盐腔顶部，从生产套管与测试管柱环形空间注入测试气体（空气或氮气）并排出卤水，使气水界面深度达到套管鞋以下 5～10m 的位置，环形空间压力达到设计压力后，停止注气，然后通过界面测量仪在测试时间 24h 内检测气水界面深度变化，根据气水界面深度的变化量来评价盐腔是否合格（图 6－1）。

一种是 Geostock 公司推荐的盐腔密封检测方法，简称 Geostock 方法，主要应用在欧洲地区。原理与 API 推荐的方法相同，但是要向井内下入双测试管柱，才能完成注气和排卤作业，最后依据井口记录数据计算出泄漏率随时间的变化趋势以及测试时间内泄漏量的绝对数值，根据这两项指标来评价盐腔密封性是否合格，如图 6－2 所示。

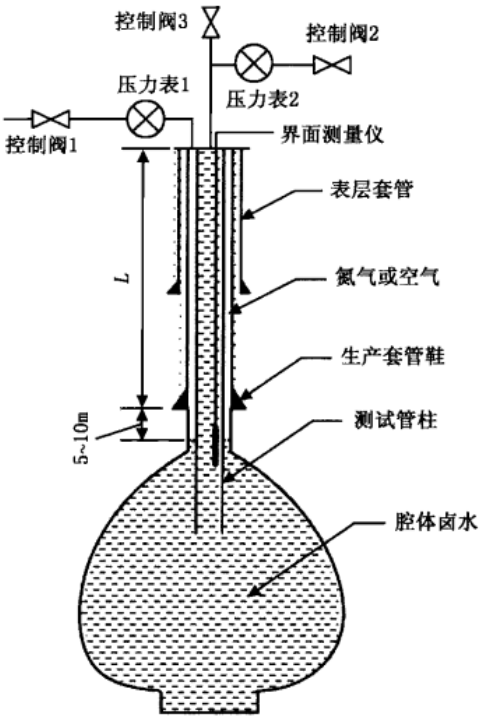


图 6－1　API 盐穴机械完整性检测方法

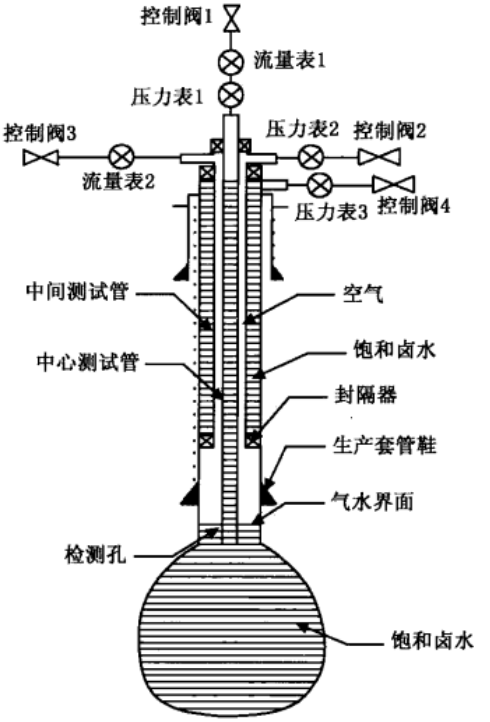


图 6－2　Geostock 盐穴机械完整性检测

国内曾经使用单孔排泄氮气检测方法，其原理：向井腔中下入一套试压管柱（图 6－3），安装可以坐挂试压管柱的试压井口，将气水界面测井仪器下至生产套管鞋以下的盐腔脖颈处。向井腔中注入适量的饱和卤水，使腔内卤水压力达到设计压力。向试压管柱和生产套管之间的环形空间中注入氮气，当气水界面深度达到生产套管鞋以下 10m 位置，且生产

① J. D. SCHUBERT / F. NICKEL，袁光杰等，西气东输金坛地下储气库地下建设工程联合初步设计——盐穴造腔分册，廊坊分院研究报告，2005 年 10 月。

套管鞋处气体的压力达到储气库最大运行压力的1.1倍时，停止注入氮气。保持整个系统温度平衡8~10h后，通过补注气体，使气水界面深度重新处于生产套管鞋以下10m的位置。记录井口各测试仪表读数、气水界面深度及测试时间，每隔1h记录一次，连续测压24h。根据井口压力表读数和气水界面深度变化数值，计算出气体泄漏率随时间的变化趋势以及气体泄漏量的绝对数值。此方法与国外API方法和Geostock方法相比，测试原理简单，能够明确气体泄露位置，测试成本低。通过该方法的测试结果可以明确盐穴储气库具体的泄漏位置。如果图6-3中的压力表Ⅰ和压力表Ⅱ读数均减小，且气水界面深度降低，则说明盐腔泄漏；如果压力表Ⅰ和压力表Ⅱ读数均减小，气水界面上升，则说明生产套管或套管鞋泄漏；如果压力表Ⅱ读数上升，试压管柱上部检测出气体，说明试压管柱泄漏。

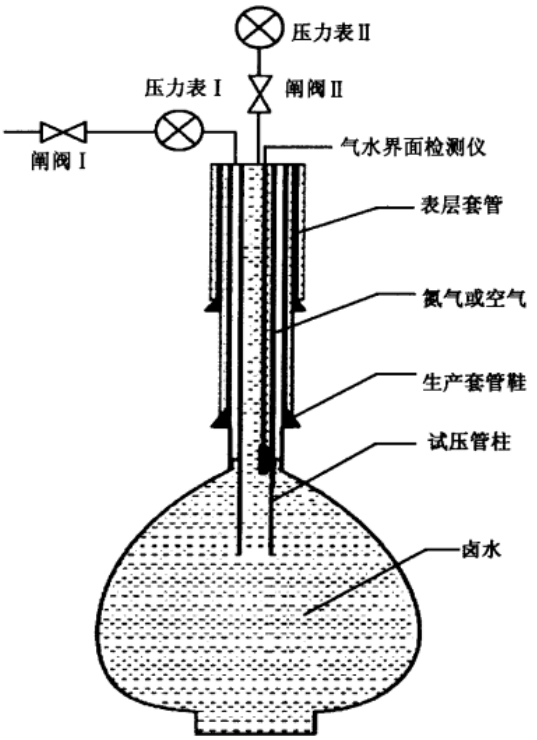


图6-3　单孔排泄氮气法

三、盐穴储气库密封性检测评价标准与评价参数

（一）密封检测性评价标准

密封性检测评价的标准各自不同，API检测方法评价标准是指24h测试时间内气水界面深度变化小于1m[①]。Geostock检测方法主要是根据泄漏率与时间的关系曲线和泄漏率的绝对数值来对盐腔密封性进行评价。其评价标准是：①泄漏率随时间的变化趋势是逐渐减小的，并最终达到一个稳定的水平；②稳定后盐腔泄漏率数值应小于150L/d（150L是指套管鞋处的气体的压缩体积）。单孔排泄氮气检测方法评价标准是根据井口压力表读数和气水界面深

① J. D. SCHUBERT / F. NICKEL，袁光杰等，西气东输金坛地下储气库地下建设工程联合初步设计——盐穴造腔分册，廊坊分院研究报告，2005年10月。

度变化数值，计算出气体泄漏率随时间的变化趋势以及气体泄漏量的绝对数值。如果气体泄漏率随时间逐渐减小到一个稳定值，且测试时间内气水界面深度的变化值小于1m，则认为盐穴储气库密封性是合格的，否则需要延长测试时间进行观察再定。

（二）密封性检测评价主要评价参数

1. 气体泄漏率

根据在 Δt 时间内测出的气水界面深度变化量 Δh，同时考虑气水界面所在的盐腔脖颈处的水平截面积 A，可以得出气体的泄漏率：

$$\Delta m/\rho = A\Delta h\Delta t \tag{6-1}$$

式中 ρ——气体密度，kg/m^3；

Δm——环形空间中气体质量变化量，kg；

Δh——气水界面深度变化量，m；

A——气水界面处盐腔脖颈处水平截面积，m^2；

Δt——测试时间间隔，h。

2. 环形空间气体压力分布

盐穴密封测试期间，环形空间的气体静止不动，因此可以利用单相垂直管流理论计算生产管鞋处的压力。取坐标 y 沿井轴向下为正，井口 $y=0$，盐穴的井筒为垂直井筒，则垂直井静气柱总压降梯度即为重力压降梯度，即：

$$\mathrm{d}p/\mathrm{d}y = \rho g \tag{6-2}$$

$$\rho = Mp_g ZRT \tag{6-3}$$

式中 g——重力加速度，m^2/s；

M——气体摩尔质量，kg/mol；

R——摩尔气体常数；

p_g——井口环形空间气体压力，MPa；

T——环形空间气体温度，K；

Z——气体偏差系数。

将式（6-3）代入式（6-2），分离变量并积分得：

$$p_{ws} = p_{wh}e^{M}gH/(R\overline{T}\overline{Z}) \tag{6-4}$$

式中 p_{ws}——环形空间底部静气压，MPa；

p_{wh}——井口环形空间静气压，MPa；

H——井深，m；

$\overline{T}$——环形空间气柱平均温度，K；

$\overline{Z}$——环形空间气柱平均偏差系数。

3. 压力平衡

在气水界面处，井口卤水压力和气体压力被称作测试压力，两者相等且保持平衡，即：

$$p_b + \rho_b gh = (p_{wh}e^{M}gh)/(R\overline{T}\overline{Z}) = p_t \tag{6-5}$$

式中 p_b——井口卤水压力，MPa；

ρ_b——卤水密度，kg/m^3；

h——气水界面深度，m；

p_t——测试压力，MPa。

4. 卤水注入体积

由于盐穴盐腔是压缩体，卤水含气饱和后也可视为压缩体，当盐腔压力增加时，卤水会从井筒流入到盐腔中；当盐穴压力减小时，卤水则会从盐腔流入井筒，故测试压力变化时引起的腔内卤水体积的变化率 ε 可以表示为：

$$\varepsilon = -\beta\left(p_t - \rho_b g h\right) = -\beta p_b \tag{6-6}$$

式中 β——盐穴压缩因子，其经验值约为 $4\times10^{-10}\mathrm{Pa}^{-1}$。

如果卤水中含有大量气泡，则该压缩因子会急剧增大（Berest，2001）。为了减少注气量，密封测试前须向盐腔中注入的卤水体积 V_b 可以表示为：

$$V_b = -\varepsilon V = \beta p_b V \tag{6-7}$$

式中 V——盐腔体积，m^3。

5. 气体泄漏量

假设从井口到界面位置的环形空间截面积是一个常量，同时忽略温度对环形空间气体密度的影响，则有：

$$\Delta p_b + \rho_b g \Delta h = \Delta p_g + \left(\rho_g h \Delta p_g\right)/p_g + \rho_g \Delta h \tag{6-8}$$

气水界面深度变化量为：

$$\Delta h = \left[\Delta p_g - \Delta p_b + \left(\rho_g h \Delta p_g\right)/p_g\right]/g\left(\rho_b - \rho\right) \tag{6-9}$$

气体泄漏量为：

$$\Delta m' = \rho S/g\left(\rho_b - \rho\right)\left(\Delta p_g - \Delta p_b + \rho_g h \Delta p_g/p_g\right) \tag{6-10}$$

式中 $\Delta m'$——气体泄漏量，kg；

Δp_b——井口卤水压力变化量，MPa；

Δp_g——井口环形空间气体压力变化量，MPa；

S——环形空间截面积，m^2。

四、盐穴密封性能风险分析及影响因素

（一）密封性能的风险分析

盐穴地下储气库密封性能的风险主要包括自然灾害风险、设备故障风险和第三方破坏风险等3个方面。盐穴地下储气库渗漏风险主要来自于这3个方面。

1. 自然灾害引发渗漏风险

自然灾害风险，泛指一切外在的、不可抗拒的风险。如灾害性天气（风雨雷电）、地震、火山喷发等，对储气库地面及地下设备的破坏一般都是毁坏性的。自然灾害一旦发生，可导致储气库内部地质条件受到破坏，产生断裂，破坏盖层的封堵能力；更严重的，可以导致地下设备失效、引发火灾，以及喷射物引起破坏等大型事故。此风险不仅会造成巨大的经济损失，而且更会严重污染环境。因此，要加强对自然灾害的预测和监控，并做好防备。有关自然灾害引发渗透风险的来源和分析评价见表6-1。

2. 设备故障引发渗漏风险

储气库的设备组成主要分为地面设备和地下设备两类。一般传统认为地下设备的风险较小，但对此也不能掉以轻心。储气库的地下设备出现故障的原因主要源于设计和建设的缺陷，一旦出现故障，将会造成储气库发生渗漏，其后果不仅较为严重，且难以解决。地下设备出现渗漏的风险在于盐穴储气库的注采卤水通过中心管注入，在盐腔内同体积的气则通过油套管间的环形空间采出。由于地质、钻井、工艺及管理等因素，井筒管柱、配件或者生产套管鞋及盐腔存在气体的泄漏和渗漏。但盐岩的可渗透率是非常低的，即便是盐床中含有一定数量的不溶岩石和黏土石灰岩等，只要不存在大的断层，液体通过率还是很小的。渗透率的数量级一般在 $10^{-22}\sim10^{-20}m^2$ 之间。通常认为，盐腔中极少量的泄漏是由于极高或者极低的盐腔内运行压力所引起的应力变化所导致的盐腔壁面岩层失效。事实上，这个渗透率数量级别已经远远小于正常技术设备的测量范畴（$10^{-17}m^2$），因此，泄漏是最主要的安全风险隐患。而地面设备的检修和维护属于日常维护的范畴，相对风险值低。有关设备故障风险的来源和分析评价见表 6－1。

表 6－1　渗漏风险的来源和分析评价表

来源		具体内容	评价目的	评价指标
自然灾害		灾害性天气（风雨雷电）、地震、火山喷发等	是否采取了保护措施	该地区的气候类型
地下设备	储气库	储气库地层地质参数、井间干扰、运行压力温度等	稳定性、密封性	（1）储气库地质构造、断层等情况和异常活动； （2）地表至地下所有地层特性； （3）地表沉降、地层闭合、地应力研究、封闭性研究、渗透层的影响； （4）储气库及周围地层动力学研究，机械、化学性质研究
地面设备	井下设备	地面泵、压缩机、集输管线、阀门、井口装置、井下套管、油管、工具等	设备的质量检验、安装和维护，以及是否采取了有效的防腐措施	（1）套管、管柱是否采用气密封螺纹； （2）套管、管柱是否满足抗内压、抗外挤和螺纹抗拉强度的安全要求； （3）固井第一界面和第二界面胶结质量良好，水泥环不因交变应力产生微裂缝； （4）井下管柱是否包含井下安全阀、封隔器和安全筒； （5）井口底法兰、油管四通、油管帽、双主阀、双翼双阀、采气树的完整性； （6）地面管线安全阀、气体探测器、易熔塞、高低压传感器的完整性
	监测装置	地面仪表和线路	设备的质量检验、安装和维护，以及是否采取了有效的防护措施	是否安置了井下和地面气体流量监控、井下盐腔形态监测和地表沉降监测设备
	储存介质	储存的介质类型和注采参数	气体类型、注采量、注采周期	气体储存的安全性能要求和生产计划
	动力源	发电机	应急电源	储气库内是否具有发电设备

3. 第三方破坏引发渗漏风险

第三方破坏的风险主要来源于外来人员和工作人员，归根结底是管理上的问题。其预防措施包括加强管理、加强培训。在美国，对于油气储库都有相应的法令保护，而我国在这方面的法律法规显得较为薄弱。究其原因，与法律的健全和实施力度、人们对安全法规和安全操作步骤的了解、周边经济水平及政府的干预等因素都有很大关系。因此我国在储气库的建设和实施过程中，应抓紧研究安全运行方案，降低第三方破坏的风险。

（二）储气库泄漏事故实例

得克萨斯州的 Mont Belvieu 盐丘储库是全美最大的储存石油化工产品的地下储库，在几十个大小不等的盐穴中储存着各种不同的石化产品。

1980 年 9 月 17 日，一个储存液化石油气的盐穴储库压力下降，于 10 月 3 日，由电器火花引起某储气库（含 70% 的甲烷、30% 的乙烷）发生爆炸；压力已下降的那口盐穴被卤水充满；随后，天然气在该地区随意乱窜，近 50 户居民被迫迁移。为了找到漏气气源，工作人员在盐岩层之上的潜水层钻了数口井作为排气口。同时，储库公司蒙受了巨大的经济损失，并受到得克萨斯州铁路委员会的调查。

国外学者在缺乏详细资料的情况下，初步认为此次事故是由于某盐丘储乙烷库引发的，并做了如下分析。

盐丘是一种地质构造，受上覆地层的影响，水平盐层向地面突起后形成的；当盐丘遇到含水层时顶部被水溶解，最终留下的被卤水包围的不溶性岩石就是盐丘顶。

如果由于钻井作业造成渗漏（如在两根套管的连接处，或由于腐蚀或像 Mont Belvieu 盐丘储库的井钻遇断层等），储存的流体会向盖层运移。储存流体与地下水的压差越大渗漏率也就越大；而盖层与储库的距离越大，上述压差也就越明显。

由于密度低，乙烷会通过套管外的胶结层或从上覆地层溢出（比如，有渗透性很好的含水层接近地面）。储库内的天然气可在低洼处聚积，并从断层或套管交接处逃逸，或从地面空隙逸出……

此次事故留下的另一个教训，则是应考虑井的寿命。当出现压力下降时，虽然没有因为气体渗漏而发生事故，但该井已服役 22 年，而且渗漏是突然发生的。

事故发生后，得克萨斯州铁路委员会规定，以后钻的所有井都必须是双层套管，并胶结在盐岩层中。对于已钻井（及新钻井）也规定：每口储气井（或储烃类井）都必须经全面检测后方可投入使用；修井后，包括已改为双层套管完井的新井，至少每 5 年应进行一次检测。

2001 年 2 月在堪萨斯州的 Hutchinson 储气库也发生了类似的但比此更为严重的事故。目前对于事故发生的详细报道尚不知晓，但显然是由于天然气储气井发生渗漏，天然气在地下运移到了离井筒 10km 外的一个城镇；因天然气爆炸造成两人死亡。

（三）密封性能的影响因素

由于地质、钻井、工艺及管理等因素，盐穴储气库的泄漏通道主要来源于 3 个部位（图 6－4）：井筒管柱及配件、生产套管鞋、盐穴腔体。其影响的因素有以下几点。

1. 盐岩蠕变

当盐岩处于不平衡的应力状态时，将会发生持续的变形，并受到位错及品内界面控制作用，这种变形被定义为盐岩蠕变。在密闭的盐穴内，当腔内流体压力小于盐岩静压力时，盐穴就会收缩并导致腔内压力升高。而压力的升高又将降低盐岩的蠕变，某一深度处盐岩的静

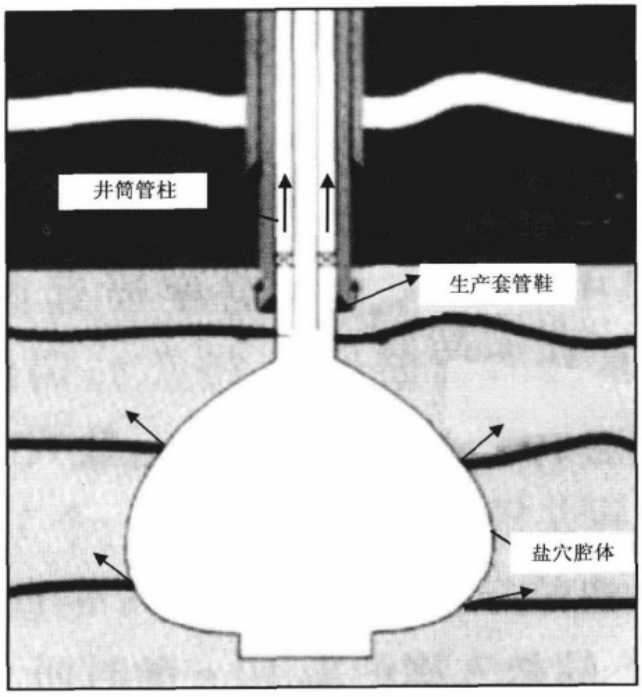


图 6-4　盐穴储气库泄露通道示意图

压力和腔内流体压力差会随时间推移而逐渐变小，大约需要几个世纪的时间才会达到一个平衡的状态。在此期间盐穴顶部和底部的卤水压力不能同时平衡盐岩的压力，即使盐穴向大气敞开也不会达到机械平衡。盐岩的表现与流体相似——例如，在微小的偏差应力下，盐岩也会发生蠕变；盐岩的蠕变率与所承受的压力和温度不呈线性相关。就盐穴而言，这种流变性能会造成盐穴体积持续缩小，最终导致盐穴闭合。对于一个开口的盐穴，由井筒内卤水柱的重量可得到盐穴在某一深度 H 下的卤水压力 p_i（图 6-5），即：

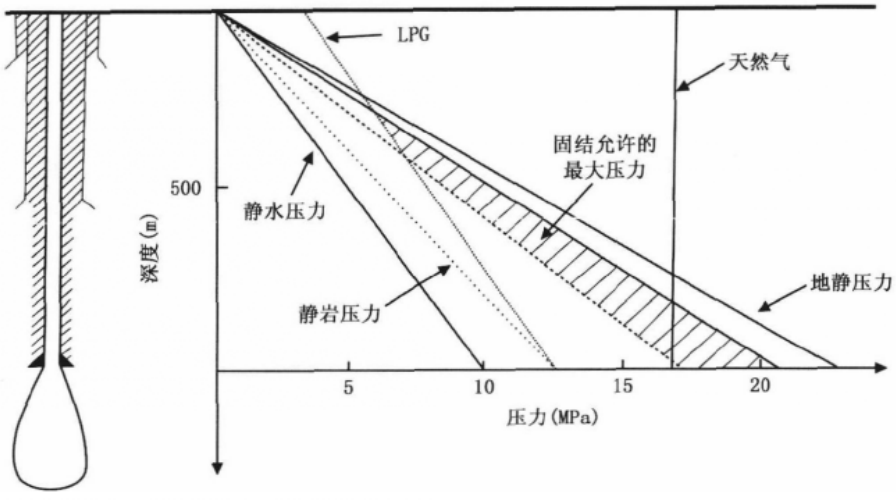


图 6-5　地下压力分布图

$$p_i = 0.012H \tag{6-11}$$

式（6-11）的压力值被定义为静岩压力，而从上覆岩层的重量可得到地静压力 p_∞（图6-5）：

$$p_\infty = 0.022H \tag{6-12}$$

例如，在一个深为1000m的盐穴内，$p_\infty - p_0$ 之差为10MPa；该压差即为盐岩蠕动及盐穴收缩的驱动力。在该深度，盐穴体积稳定收缩率（$\varepsilon_{creep} > 0$）的数量级为 $\varepsilon_{creep} = 3 \times 10^{-4}$/a（也就是说，一个体积为 $10 \times 10^4 m^3$ 的开放盐穴，其体积每年大概要减少 $30m^3$）。而对于埋深为2000m的盐穴，由于地静压力增大、温度升高，盐穴体积稳定收缩率可达到 $\varepsilon_{creep} = 3 \times 10^{-2}$/a（上述数据均为象征性的，各盐穴的实际情况是各不相同的，Brouard，Berest，1998）。在作密封性测试时，先增大压力，然后得出压差 $p_\infty - p_0$；测试得出的盐穴稳态收缩率比开放式的盐穴收缩率值低得多（之后还可计算出瞬时收缩率）。由于不受盐穴压力变化的影响，卤水的热膨胀率不会发生（明显）变化。

如果盐穴的高度较大，卤水的压力还将超过顶板处盐岩的抗张强度，导致顶板出现裂纹或裂缝，致使盐穴密封失效。

2. 盐岩渗透性

从工程角度来讲，在被地层覆盖着时，盐岩是一种极难被渗透的岩石，它的孔隙度很低。盐岩层本身的渗透率相当低，只有 $10^{-22} \sim 10^{-19} m^2$。Durup（1994）在Etrez气库作了渗透率的现场测试，并证实了盐岩层渗透率符合达西定律，地层的孔隙压力与静岩压力会将盐穴即使打开也不会有卤水流动。密封性测试结果表明，卤水压力明显大于孔隙压力，导致卤水渗漏进入地层。球形盐穴的半径为 R，则盐穴体积的稳态相对收缩率 ε_{perm} 为：

$$\varepsilon_{perm} = -\frac{3K\ (p_i - p_{pore})}{\eta R^2} < 0 \tag{6-13}$$

式中 η——卤水的黏度，$\eta = 1.2 \times 10^{-3}$ Pa·s；

p_i——盐穴卤水的压力；

p_{pore}——孔隙压力。

若假设 $p_i - p_{pore} = 10$MPa，$R = 30$m（体积 $V = 10^5 m^3$），那么当 $K = 10^{-20} m^2$ 时，孔隙收缩率 $\varepsilon_{pore} = -10^{-5}$/a。在密封测试过程中，卤水压力比盐岩层的孔隙压力大很多，因此必定导致部分卤水渗透到盐岩层中。

考虑到盐穴长期使用的工况特点，尤其是当密封盐穴的压力升高时，都会很大程度降低盐岩蠕变效应的影响，并阻止盐腔压力持续的升高，使盐穴内的压力保持一个恒定值，从而在一定程度上避免超过盐岩静压力值，使盐腔受到损坏。

3. 盐岩的溶解

在盐穴密封以后盐岩仍将不断溶解，卤水的浓度则会逐渐达到100%的饱和。盐岩的溶解过程本身就是一个化学反应，它不仅会增加盐腔体积，还会降低腔内流体的温度，缓解由于盐岩蠕变和卤水热膨胀引起的腔内压力升高，降低盐穴密封失效的危险。

4. 卤水的热膨胀

随埋深加大岩石温度也逐渐升高，埋深为1000m时，岩石温度一般为45℃。在淋滤时用的软水是从浅层含水层泵送来的，其温度大约为12～15℃。（根据热力学原理）盐穴内的

卤水会逐渐变暖，但由于淋滤时水流速度很快（$100m^3/h$），卤水没有足够的时间与岩壁达到热力学平衡，因此当淋滤结束后，岩壁与卤水间会出现温差。

对于备用盐穴，对流使得卤水缓慢均匀地升温。热量传递只与岩石和卤水的热传导有关。令 V 为球形盐穴的体积，那么消除 75% 的温差需要的时间约为：

$$t^{th} = V^{2/3}/4K^{th}$$

式中 K^{th}——岩石的热力扩散系数，$K^{th} = 100m^2/a$。

也就是说，当盐穴的体积 V 为 $8000m^3$ 时，$t^{th} = 1a$。盐穴体积越大，卤水升温越缓慢，如当 $V = 50 \times 10^4 m^3$ 时，$t^{th} = 16a$。卤水升温会导致热膨胀，卤水的平均热膨胀率为：

$$\varepsilon_{therm} = 0.75\alpha\ (\theta_R - \theta_o)\ /t^{th} > 0$$

式中 α——卤水的热膨胀系数，$\alpha = 4.4 \times 10^{-4}/℃$。

设原始温差 $\theta_R - \theta_o \approx 30℃$，于是可计算出当盐穴体积为 $8000m^3$ 时，卤水的热膨胀率为 $\varepsilon_{therm} = 10^{-2}/a$（而当盐穴体积为 $50 \times 10^4 m^3$ 时，卤水的热膨胀率 $\varepsilon_{therm} = 0.6 \times 10^{-3}/a$）。这里给出的数据只具象征意义，实际情况要复杂得多。

热膨胀会导致密闭盐穴压力升高。在一个敞口的盐穴内，温度的增加将会导致热膨胀和卤水的溢流，但在一个封闭盐穴内，卤水温度升高会导致压力增加。在理想状态下，根据克拉伯龙方程 $PV = nRT$，粗略估计温度增加 1℃，压力会相应上升约 1MPa（准确值与盐穴形态相关），也就是说 25℃的初始温度差被平衡后，压力相应增加 25MPa，这远远超过了盐岩与卤水的静压力差。因此在关闭盐穴时一定要避免这种温度不平衡的情况，因为它可以直接导致盐穴破裂，使盐腔密封失效。

5. 盐腔压力

流体总是由高压区域向低压区域流动，在盐穴储气库的建造和运行过程中，各种压力的变化情况对储气库的密封性将产生一定的影响，尤其是盐穴腔体脖颈处的压力对盐穴的密封性会产生很大的影响。为此，造腔过程中的静水压力、卤水压力以及气库运行过程中的最大运行压力一定不能超过盐岩的地静压力和生产套管处的水泥环胶结强度。

6. 盖层及夹层密封性

储气库盖层是否存在断裂、盖层岩性是否均一，以及盖层的扩散能力、夹层岩性的塑性条件、夹层的致密性、夹层的扩散能力等对气库是否密封起着重要作用。从地下储气库的地质评价角度来讲，储气库所在区域不允许存在大的断层；而小断层的断距也应该很小，且最好为压性断层；储气库盖层的岩性要好，最好为泥质岩、蒸发岩或致密灰岩；盖层的渗透率要低，扩散能力要弱，但突破压差要大。盐岩夹层的塑性要强，毛细管压力要高，渗透率要低，扩散能力要弱，夹层数量越少越好。

7. 井筒管柱及固井质量

盐穴井筒未来将用于高压储气运行，其质量的好坏直接关系到储气库的密封性能和使用寿命。因此对井筒管柱及固井质量有以下要求：①生产套管鞋应深入盐岩层不少于 30m；②地质必漏点应全封；③全井段固井质量应为良以上，生产套管鞋上部 200m 井段固井质量应为优；④生产套管及注采管应为气密封螺纹；⑤井底距盐岩层底界应不少于 10m。

五、盐穴密封性测试引起的瞬变现象

一些在测试前即存在的现象（如盐穴的稳态蠕变、卤水的热膨胀）会导致盐穴压力上

升，这样便掩盖实际渗漏并造成视渗漏明显小于实际渗漏。相反，根据 Le Chatelier 原理，在密封性测试之初，由于压力快速上升，会导致视渗漏大于实际渗漏。在密封性测试过程中，如下 3 种瞬变现象是值得关注的。

（一）瞬时蠕变

密封性测试初始的压力恢复可降低上覆压力 p_∞ 与卤水压力 p_i 之压差，并最终导致盐穴稳态收缩率下降。但在短期内（通常是两周内），盐穴对压力恢复的反应却是体积增大（$\varepsilon_{pore}<0$）。上述现象是在作单轴多步骤蠕变测试时观察到的，并被定义为“逆蠕变”（Van Sambeek，1993；Hunsche，1991；Munson *et al.*，1996；Charpentier *et al.*，1999）。Hugout（1988）也曾描述过盐穴的瞬时逆蠕变效应（图 6－6）。

如图 6－6 所示，从盐穴淋滤结束之日开始计时，从第 93 天至第 254 天，套管内充满了密度为 850kg/m^3 的燃料油，并造成盐穴压力下降、盐穴体积稳定收缩率上升。在第 254 天，关闭盐穴，在套管中注入卤水，这样又使盐穴压力上升、盐穴体积稳定收缩率下降。但数天内瞬时逆蠕变效应却造成盐穴体积扩大，12 天之后（Remizov 等于 2000 年在一次现场测试中观察到短期的瞬变逆蠕动），逆蠕变效应消失，在此期间盐穴体积累计扩大了若干至 10^{-4}，之后可观察到盐穴继续收缩。盐穴的逆蠕变常与其他溶解相伴随。

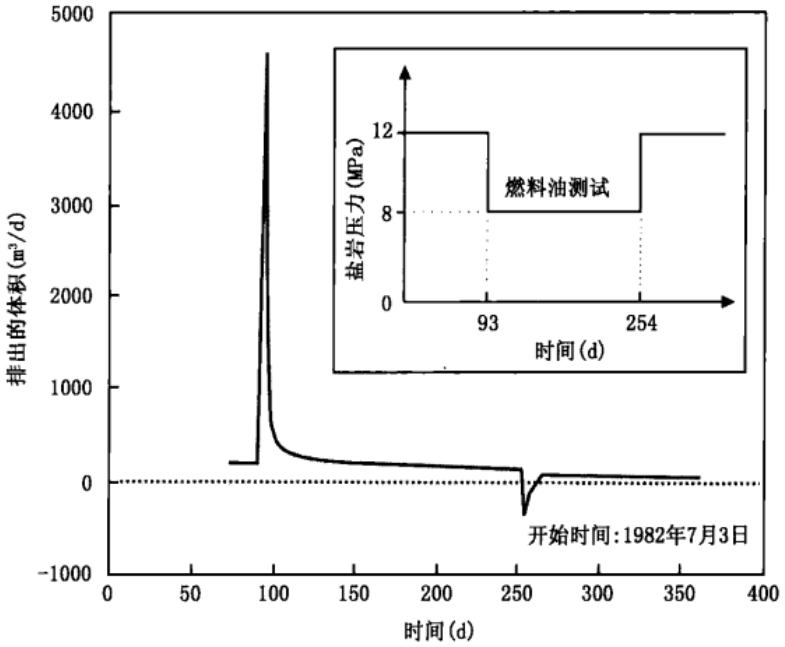


图 6－6　试验得出的瞬时逆蠕变

第 93 天时，压力下降导致盐穴收缩率急剧增大；第 254 天，压力快速恢复导致盐穴体积瞬时膨胀

（二）其他溶解

卤水饱和度，或称盐在给定软水中的溶解量与压力是呈正比的。在密封性测试之初压力升高，这会导致发生其他溶解以达到新的平衡饱和度。由于卤水的体积小于盐与水体积之和，所以溶解会导致盐穴体积净增长。同时由于溶解与盐液的扩散（率）有关，所以不会很快达到新的平衡（饱和度）。目前还很难描述各种溶解现象的动力学机理，另类溶解常常与瞬时蠕变效应混杂在一起。

（三）瞬时渗透（作用）

根据盐穴稳态收缩率可计算出盐液体积的相对降低率 ε_{perm}，在瞬变期之后方可达到盐液体积的稳定降低率 ε'_{perm}。例如，球形盐穴的半径为 R，则：

$$\varepsilon'_{perm} = \varepsilon_{perm} \frac{R}{\sqrt{\pi k_{htd} t}} \tag{6-14}$$

$$K = k_{hdy} \phi \beta_{pore} \eta$$

式中 k_{hyd}——水力扩散系数；

t——时间；

K——渗透率；

ϕ——盐岩的孔隙度，$\phi = 10^{-2}$；

β_{pore}——孔隙压缩系数，$\beta_{pore} = 4 \times 10^{-10}/\text{Pa}$；

η——盐水黏度，$\eta = 1.2 \times 10^{-3}\text{Pa} \cdot \text{s}$。

在一个体积为 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 的盐穴内，可从 2 周（当 K 为 10^{-19}m^{-2}）持续到 5 年（当 K 为 10^{-21}m^{-2}）。

六、典型密封性检测实例

为了验证盐穴储气库密封性测试方法，假设某地区有一盐穴腔体 B1，基本参数如下：套管鞋深度为 940.83m；盐腔顶界为 959.5m；盐腔体积约为 $16 \times 10^4 \text{m}^3$；生产套管直径为 244.5mm，套管长度为 11.99mm；气库最大运行压力为 14MPa；试压管柱小于 127mm 的钻杆；测试时间为 24h；试压介质为空气；注入的卤水密度为 1.2g/cm^3。

根据上述数学假设模型，计算出密封测试过程中所需要的主要检测参数如下：生产套管鞋处最大测试压力为 15.4MPa；井口试压管内压力为 4.07MPa；井口环形空间注气压力为 13.89MPa；注入饱和卤水体积为 260m^3；注入空气标准体积为 3995m^3。

通过现场试压结果表明：在测试时间内 B1 盐穴腔体的气水界面深度基本稳定在 948m，其最大变化值为 0.118m。另外，根据气体泄漏率计算模型可以计算出，B1 盐穴腔体气体泄漏率随时间的变化呈现逐渐减小的趋势，并最终稳定在零值左右（图 6-7）；因此 B1 盐穴腔体密封性完好，可以进行下一阶段注气排卤工作（袁光杰，2007）。

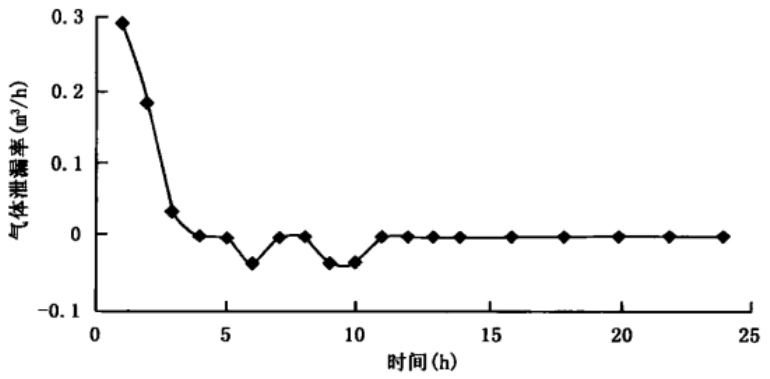


图 6-7 B1 气体泄漏率与时间关系曲线

第二节　盐穴储气库注气排卤工艺

盐穴储气库首次注气排卤是通过生产套管和采卤管柱之间的环形空间将天然气注入到盐穴中，从而通过排卤管置换出盐穴中的卤水，其目的就是排出盐腔中的卤水，储存天然气。与枯竭油气藏储气库和含水层储气库相比，首先注采速度快，其次首次注气必须将盐腔内的卤水排出，在注采管柱内必须下入排卤管柱，而且注气、采气排量大，所需的注气和采气管柱直径大，注气采气管柱配套工具选配困难；另外盐腔内的卤水排出后，为了保证储气库运行安全，需将排卤管柱取出，施工工艺复杂，难度大。

一、工艺方案

注气排卤方案工作原理见图 6－8。盐穴密封性检测合格后，首先起出井内管柱，下入排卤管柱，并安装井口和地面排卤管线和注气管线；然后打开注采阀门，经过压缩机加压后的高压天然气输入注采管和排卤管柱环形空间。由于受气体压力的作用，卤水通过排卤管柱排出地面，排卤结束后，以不压井作业方式将排卤管柱起出，此时井底压力还没有达到储气

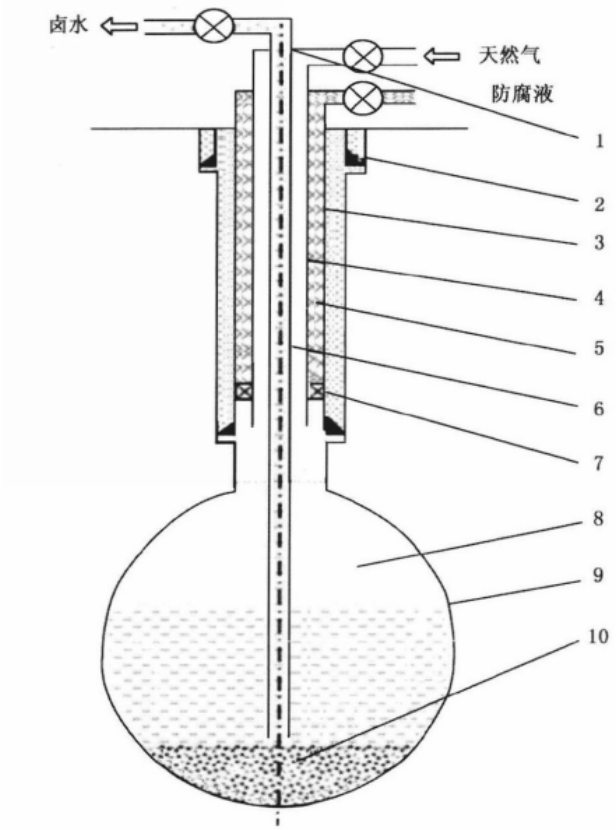


图 6－8　注气排卤工艺方案示意图

1—注采气井口；2—表层套管；3—生产套管；4—注采管柱；5—防腐液；6—排卤管柱；7—封隔器；8—天然气；9—腔壁；10—沉积物

库的储气最高压力。通过注采气阀门继续注气直到储气达到最高压力，完成垫气的注入任务，即可进入正常季节调峰和应急供气状态。

二、具体施工步骤及要求

（一）注气排卤前期准备

盐穴储气库在首次注气排卤前，对其注采管柱及排卤管柱设计、注气排卤井口装置等，以及注采油管组件和排卤管柱的下入程序都有其特定的要求和设计。

1. 注采管柱及排卤管柱设计

盐穴储气库注采管柱及排卤管柱不同于一般的采气管柱，总的来说要体现“一符二保四满”的原则。即“一符”，符合储气库总体规划的要求。“二保”，一保为保证温度变化管柱能自由消除管柱内应力；二保为保证地面发生紧急情况可以实现井内自动关井，以保证井下安全。“四满”，一满为满足地面工程配套设施正常生产的要求；二满为满足应急调峰大产量生产的要求；三满为满足注气排卤后取出排卤管柱的需要；四满为满足油管、套管注入环形空间保护液的要求。

根据盐穴储气库对注采管柱的要求，必须考虑井下异常情况下高压气流的快速控制，注采气过程中井内腐蚀介质对套管、油管的腐蚀，满足强注、强采需要，还应考虑完井管串拥有较长的使用寿命，通过大量室内研究和计算，确定注采管柱和排卤管柱结构设计，依据现场实际要求完成下入管柱组合作业，注采和注气排卤管柱组合主要由气密封套管、井下安全阀（带控制管线）、流动短节、密封锚、封隔器和坐落接头以及引鞋组成（图6-9）。排卤管柱要选用气密封油管和坐落接头组成，当注气排卤结束后，用钢丝作业下入堵塞器，封堵排卤管内通道并将其起出。

2. 注气排卤井口装置

盐穴储气库所用采气井口装置与常规采气井口装置的功能和要求不一样，常规采气井口装置只有采气功能，而盐穴储气库采气井口装置除了满足注气和采气需要的同时还要满足注气排卤和起出排卤管柱的需要。

注气排卤井口装置（图6-10）自下而上为：套管提升短节+下四通（一侧装双闸阀）+油管挂+双法兰短节+下球阀+安全阀+中四通（一侧装双闸阀和节流阀）+油管挂+上球阀+上四通（一侧装双闸阀）+过渡法兰+油管控制阀+排卤压力表。

在安装注采井口之前，要进行组合试压，最高试压压力必须达到生产商技术规范的要求。

3. 注采管柱及井口安全控制系统

为了确保储气库注采井注气和采气运行安全，必须建立注采管柱及井口安全控制系统。此系统由封隔器带动井下安全阀实现井下安全控制；使用地面安全阀、高低压和高温控制开关实现井口安全控制。两个系统统一由地面控制系统监控。整个系统主要由井下安全阀、采集压力信号的高低压传感器、熔断塞、井口安全阀和单井控制盘等部件组成。安全控制系统主要功能是在发生火灾情况下，可以自动关井；当井口压力异常时，可以自动关井；在采气井口遭到人为或不可抗拒因素（如地震）毁坏时，可以自动关井，若发生以上意外不能自动关井时，仍可以在近程或远程实现人工关井。

4. 注采管柱组件及排卤管柱下入程序

注气排卤时，先下入注采管柱，再下入排卤管柱，全部下入后，应由专门服务商激活这

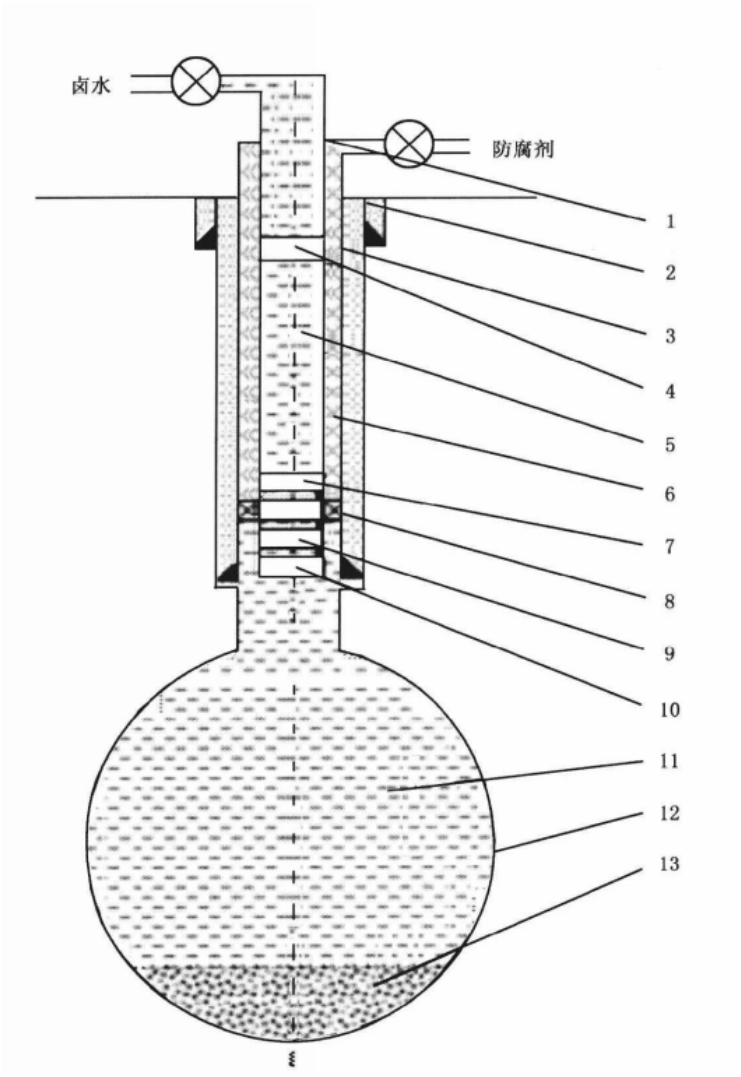


图 6-9　注气排卤前注采气油管柱结构示意图

1—注采气井口；2—表层套管；3—生产套管；
4—安全阀；5—注采管柱；6—防腐液；7—滑套接头；
8—封隔器；9—坐落接头；10—注采管鞋；
11—卤水；12—腔壁；13—沉积物

些密封件并进行测试。在注采排卤井口安装完成后，应采用氮气进行气密试验，试验时应使用相当于最大允许气体压力 110% 的试验压力。

注采管柱常用安装方法是在固定封隔器之前，应进行以下准备工作。

（1）在封隔器的坐封区域内（±5m）采用作业管柱（钻杆）清刮最后生产套管内壁；

（2）用与封隔器直径与长度相同的通井规通井；

（3）当通井规到达套管鞋位置后，注入欠饱和卤水（$\rho = 1.14 g/cm^3$），以免在下入和固定封隔器期间在封隔器与套管之间的环形空间出现盐再结晶现象；

（4）采用相当于已下套管井容量的卤水量进行循环洗井；

（5）起出钻杆，并用欠饱和卤水灌满井筒；

（6）下入采管柱，依次下入：引鞋 + 油管 1 根 + 坐落接头 + 油管 1 根 + 封隔器组件 +

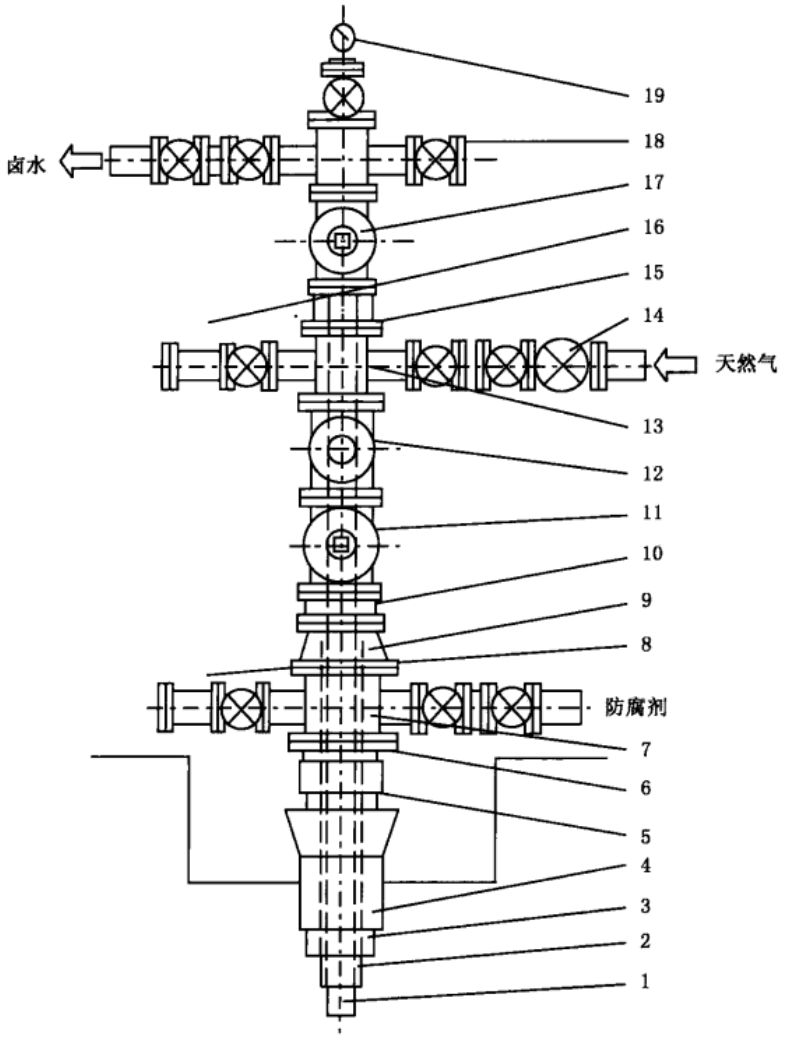


图 6－10　注气排卤井口装置结构

1—小直径；2—大直径；3—生产套管；4—表层套管；5—套管接箍；6—提升短节；7—下四通；8—防腐剂压力表；9—油管挂；10—双法兰短节；11—下球阀；12—安全阀；13—中四通；14—节流阀（注气入口）；15—油管挂；16—注气压力表；17—上球阀；18—上四通；19—排卤压力表

油管 1 根 + 滑套 + 油管若干 + 井下安全阀 + 油管 + 油管挂。当安全阀连接到管柱上后，将控制管线与井下安全阀连接，并试压（按供货商要求），然后装油管挂，注意油管挂底部螺纹要与油管相配套。缠绕 2m 控制管线在油管挂下面，将控制管线穿过油管挂，固定在油管挂上，油管挂高出四通面以上（该数值根据现场计算为准）。连接控制管线，打开井下安全阀，保持特定压力，打压坐封封隔器（具体打压程序和数值听从封隔器厂家现场服务人员指挥）。释放压力后，坐油管挂。最后反试压，对环形空间试压，验证封隔器的密封性。

以上完成后用钢丝下入滑套移位工具，打开滑套，起出滑套移位工具；正替环形空间保护液，用钢丝下入滑套移位工具，关闭滑套，起出滑套移位工具，检查移位工具上的释放销钉；反试压，对环形空间试压，验证滑套是否关闭。最后一步安装采气树，做好下排卤管柱准备。

（7）下入排卤管柱。

注气排卤管柱安装完毕后，在注采和注气管柱内下入油管作为排卤管柱，构成完整的注气排卤管柱组合。排卤管柱下入主要工艺环节是：首先油管挂必须安装到上部的球阀上，其装配高度根据具体情况而定；在安装采卤管柱的螺纹部件时，气密封螺纹的清洗、保护、涂密封脂等工作听从油管服务人员和现场监理指挥；使用油管扭矩仪，最佳扭矩值按照油管厂家标准执行；当采卤管柱接近盐穴底坑时，调整并测量管鞋与底坑面之间的最终距离，并根据测量结果选择适合长度的短节。使管鞋与底坑面之间的间隔距离应为0.5～1.0m。油管挂坐放完成后，应将油管挂的系紧螺栓拧紧到位；排卤井口完井后，应对所安装的设备进行功能测试（同气密试验相类似，只是在油管上不再设排泄孔）。

（二）注气排卤作业

注气排卤过程是从注采与排卤管柱环形空间向盐穴内注入天然气，盐穴内卤水通过排卤管被置换至地面。它是盐穴储气库首次注入天然气的作业，标志着从建设阶段向生产运行阶段的过渡。

1. 必须考虑的问题

（1）采出卤水中的含气量可能达到部分或完全饱和，是气液界面附近的过渡区所引起的（该过渡区一般富含溶解天然气）；也可能是由于排卤管的泄漏而造成的，必须在地面将天然气从卤水中分离出来，以保证安全。

（2）盐穴中的卤水为饱和卤水。在排卤期间，存在压降和温度降低的某些风险，从而造成排卤管柱内盐的再结晶。由于再结晶作用，会造成额外的压降，甚至会造成排卤管柱的完全堵塞。解决方法是必须用淡水定期冲洗采卤管柱。

（3）对于卤水排出管系统，也应持续添加淡水，防止盐结晶的出现。

（4）盐穴局部坍塌也有可能造成采卤管柱的严重损坏（甚至完全切断），在这种情况下，将从排卤管柱直到井口处出现冲击波，如果不采取相应措施的话，会损坏地面上的低压卤水系统。

（5）一旦排卤管柱发生损坏，必须采用不压井起下管柱装置来更换新的管柱。

2. 流程及参数

（1）打开排卤管柱井口闸阀。

（2）从环形空间井口注入天然气，平均排量为根据单井管柱设计而定。在保持恒定标准体积排量的条件下，排卤管柱井口卤水排量会随天然气注入压力提高而有所降低。

（3）注气排卤结束时，再次确定环形空间井口注气最高压力，以不应超过盐腔最高运行压力为准。

在注气排卤期间，随着注入天然气量的增加，气水界面下降，井口注入压力逐步升高。当气水界面下降至排卤管鞋的注气井口压力时，其为注气排卤的最高井口压力。

$$p_k = p_y + p_l + p_F = Hp + H\lambda + p_F \tag{6-15}$$

式中 p_k——环形空间注气排卤的最高井口压力，MPa；

p_y——油管内卤水液柱压力，MPa；

p_l——油管内卤水流动力阻力，MPa；

p_F——油管排卤井口压力（地面卤水管汇流动阻力），MPa；

H——油管下入深度，m；

p——卤水压力梯度，MPa/100m；

λ——流动力阻力系数，MPa/100m。

（4）注气排卤期间注入天然气总量（包括井筒，不包括油管的储存量），计算如下。

①腔内充填天然气的体积：

$$V = V_1 - V'_1 + V_2 + V_3 + kV_4 \tag{6-16}$$

式中 V——腔内充填天然气的体积，m^3；

V_1——腔内储气有效体积，m^3；

V'_1——腔内残留卤水液面至实际腔底的体积，m^3；

V_2——油管与油管环形空间体积，m^3；

V_3——油管与套管环形空间体积，m^3；

V_4——腔顶至套管鞋体积，m^3；

k——考虑井径扩大的附加系数。

②在注气排卤结束后确定环形空间井口注气最高压力下，腔内体积充填天然气的标准体积：

$$V_o = VB_g = V\frac{T_{sc}p_i}{p_{sc}TZ_i} \tag{6-17}$$

式中 V_o——下井内充填氮气的标准体积，m^3；

V——盐腔体积，m^3；

B_g——体积系数；

T_{sc}——地面温度，K；

p_i——注入压力，MPa；

p_{sc}——地面压力，m^3；

T——盐腔温度，K；

Z_i——天然气压缩因子，$Z_i = 0.85$。

（5）排出卤水总量，即为腔内充填天然气的体积 V。

（6）注气排卤作业时间确定：

$$D = \frac{V_o}{Q_G} \tag{6-18}$$

式中 D——注气排卤作业时间，h；

V_o——注气排卤期间注入天然气总量，m^3；

Q_G——注气平均排量，m^3/h。

注气排卤作业周期主要包括下注采气油管、注气排卤和安装井口，其作业时间主要根据具体储气库施工要求而定。

（7）排卤管卤水平均排量：

$$Q_L = \frac{S_G}{h_G} \tag{6-19}$$

式中 Q_L——卤水平均排量，m^3/h；

S_G——排出卤水总量，m^3；

h_G——注气排卤作业时间，h。

3. 实例分析

某盐穴储气库主要注气排卤参数为：

（1）采用4½in 排卤管柱，最大排卤流率将限制在 $100m^3/h$ 左右。在设计、排卤参数时以此流率为基础。

（2）所考虑的操作模式假定了一个近乎常数的盐穴压力值，同时假定在排卤井口压力缓慢上升过程中排卤流率保持稳定。

（3）在排卤计算时，考虑使用表 6－2 的基本数据。

表 6－2　液压假定基本数据

盐穴顶部深度	1015m
盐穴底部（底坑）深度	1108m
盐穴净体积	$250000m^3$
卤水密度	$1.200kg/m^3$
排卤及完井管柱组合	9⅝in ×7in ×4½in
每日采卤时间	21h 用于采卤，3h 用于冲洗/等候
最小卤水出口水井口压力	0.5MPa

（4）计算得出的主要操作数据如表 6－3 所示。

表 6－3　计算主要参数数据

卤水流率	$100m^3/h$
盐穴压力	15.6MPa
注气井井口压力	15MPa
注气流率	16800～14900 标准 m^3/h（开始—结束）
注气量	3960×10^4 标准 m^3
动态卤水出口井口压力	0.5MPa
纯排卤时间	104d
实际排卤时间	114d（生产时效 91%）

（5）为保证排卤结束时卤水的采出流率达到 $100m^3/h$，需要采用 15MPa 的注气井口压力。要说明的是，在采卤期结束时，盐穴尚未充分加压。在整个排卤期间，生产套管鞋处的压力不得超出最大允许压力。

（三）注气排卤后续作业

注气排卤完成后，为了保证井下安全阀和采气井口主闸顺利开关，实现井下有效控制，确保盐穴储气安全运行，则需要起出排卤管柱。注气排卤结束后，盐腔内充满了高压天然气，这时起出排卤管柱会非常困难，必须使用欠压实平衡作业不压井起下管柱技术装置，其工作原理是靠修井机、加压作业辅助机和桥塞（或堵塞器）的相互配合来实现带压环境下起下管柱作业（图6－11）。

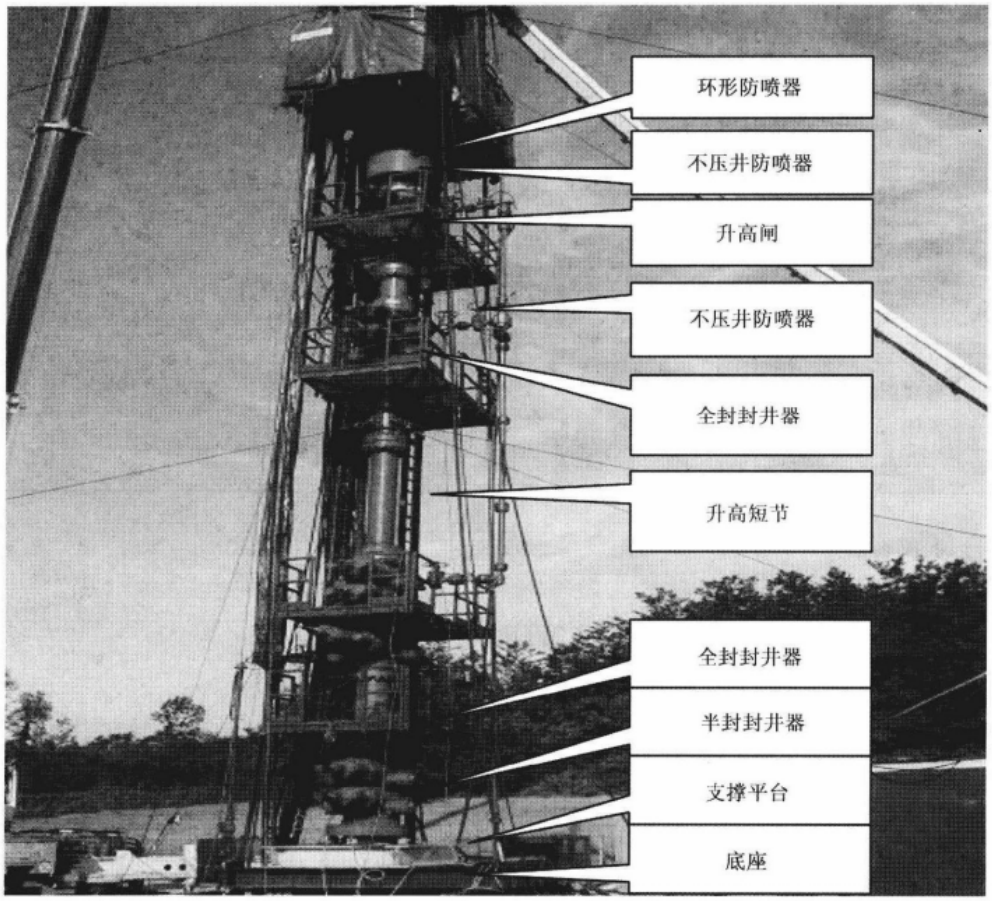


图6－11　不压井作业设备图

管柱内的压力靠桥塞或堵塞器来控制，加压井作业辅助机的防喷器组控制油套管环形空间的压力。起下管柱作业过程中，在管柱的自重低于井内压力的上顶力时，用移动防顶加压卡瓦和固定防顶卡瓦控制管柱的起下；起管柱时，通过液压缸、移动防顶加压卡瓦及固定防顶卡瓦三者的配合，给管柱施加一定的控制力，靠液压缸的举升力将井内管柱起出；下管柱时，通过液压缸、移动防顶加压卡瓦及固定防顶卡瓦三者的配合，并给管柱施加一定的下推力，将管柱下入井内至管柱的自重大于井内压力为止。在管柱的自重高于井内压力的上顶力时，用修井机的提升系统、移动重力卡瓦和固定重力卡瓦进行起下作业。

1. 准备工作

根据提出排卤管柱的安全规定，必须在管柱的末端安装两个钢丝绳桥塞，切割下部排卤管柱和安装不压井起下管柱装置，其步骤如表6－4。

表 6-4 准备工作安排

步骤	具体工作
步骤一	卸下采卤井口上的十字管
步骤二	安装上电缆设备（需要使用吊机）
步骤三	CCL(接头定位器)一同下入井中，以便于确定桥塞坐放深度；用井径仪检查是否到达所要求的坐放深度
步骤四	将刮子和刷子一同下入，以便于清洗排卤管柱壁，从而提高钢丝绳塞固定条件
步骤五	在设计切割深度下方对采卤管柱进行打孔，以便于排出卤水，并使盐穴与排卤管柱之间的压力达到平衡；否则，很可能对电缆工具造成损坏
步骤六	检查并确定排卤管与环形空间的压力相等（通过井口观察）
步骤七	在生产套管鞋下方 5～10m 切断排卤管柱（不会造成套管损坏）
步骤八	在切割处最近接箍上方 3～4m 处固定第一个永久型桥塞
步骤九	检查桥塞的气密度。管中的气体释放出后，会使压力分步降低到大气压力（每次降低 1MPa；在每次降低后，等候 10min，以检查压力是否升高）
步骤十	向排卤管柱中注入一个接箍的水量，以免两个桥塞之间的天然气被加压
步骤十一	在第一个桥塞上方（大约 3m）处，坐封第二个永久性桥塞
步骤十二	将背压阀（BPV）坐封到油管挂中的 BPV 螺纹内；在撤除排卤井口和安装不压井修井机时，这将成为额外的安全措施
步骤十三	在油管挂短管顶部安装不压井起下钻装置

2. 主要设备

（1）不压井起下管柱装置；

（2）起出工具，根据排卤管柱的直径确定；

（3）两个备用安全阀，以便于在桥塞出现泄漏时保护接头；

（4）大钩载荷容量与起出管柱重量匹配的吊车；

（5）两个接头（一般为 20m 长）用来拉出排卤管柱；

（6）一定体积的乙二醇，以免设备结冰或形成水合物。

3. 提出排卤管柱的步骤

（1）如果必要，将一个接头法兰安装到油管挂短管上。

（2）安装不压井起下管柱装置。

（3）对不压井起下管柱装置进行系统检查（气密试验等）。

（4）开始对不压井进行修井作业时，先把油管挂与短节之间预制连接件作为一个整体拆除。

（5）根据不压井起下管柱装置要求，按顺序起出所有排卤管柱。

（6）起出排卤管柱后，立即拆除不压井起下管柱装置。

4. 安装注采井口装置

拆除不压井起下管柱装置后立即安装注采井口装置，应根据盐穴储气库注采和注气运行最高井口压力选择合适级别的采气井口装置。注采井口装置应在注气排卤井口装置基础上进行调整，更换一些已被腐蚀或磨损的部件，试压合格后安装使用。

注采井口装置（图 6-12）自下而上为：套管提升短节 + 下四通（一侧装双闸阀） + 注采油管挂 + 双法兰短节 + 下球阀 + 安全阀 + 双法兰短节 + 上四通（一侧装双闸阀） + 注

采压力表＋上球阀。

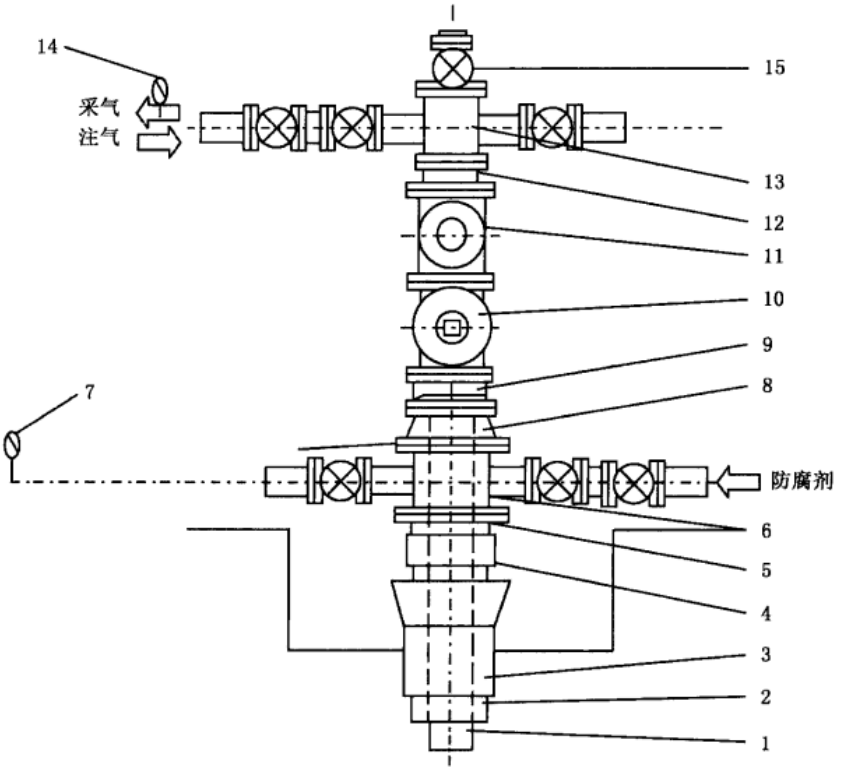


图 6－12　盐穴储气库注采井口装置示意

1—注采油管；2—生产套管；3—表层套管；4—套管接箍；5—套管提升短节；
6—下四通；7—防腐液压力表；8—注采油管挂；9—双法兰短节；10—下球阀；11—安全阀；
12—双法兰短节；13—上四通；14—注采压力表；15—上球阀

5. 以储气库正常运行方式继续注气

注气排卤结束后，若井口压力未达到储气盐腔设计注气运行最高井口压力的目标要求，或者是注入天然气总量未达到储气盐腔设计库容量的目标要求；则须以储气库正常运行方式继续注气，在储气库建设期间完成垫气的投资任务，全面实现建库目标所要求的注气指标。

三、施工资料录取要求

施工资料录取要求：应严格执行中国石油天然气集团公司有关技术规程及标准，各工序录取资料参照原石油工业部 1988 年颁布的《探井试油（气）测试技术规程》。施工队伍应按照中国石油天然气集团公司有关技术规程及标准严格施工，并认真填写有关班报表、日报表、油管记录等报表。

第七章　储气库库容计算与注采运行模拟

盐穴储气库的监测为其正常运转提供保证，监测不只是简单记录数据，而是对气体运移数据加以分析。监测气体泄漏情况，掌握盐穴储气库内的储气量，可保证其在短期内能按预定产量向市场提供天然气。

在盐穴储气库运行过程中，盐腔中的气体与周围盐层产生热交换，以及焦耳—汤姆逊效应等作用，不仅对盐腔的稳定性、安全性造成很大的影响，而且易使气体的压力和温度进入水合物的生成区间而妨碍正常输气。

掌握盐穴储气库的库容量和运行过程中的状态变化是合理制定盐穴储气库调峰方案的基础。在盐腔体积一定时，通过气体状态方程可求出单个盐腔的库容量，但需要充分考虑盐腔的最大压力和温度对库容及工作气量的影响。在盐穴储气库的注采过程中，天然气的不断压缩和膨胀在井筒和地层中产生热交换，引起井筒和盐腔内的温度和压力变化。该变化过程遵循能量守恒和质量守恒定律，可建立相应的数学模型对盐腔和井口温度压力进行预测。

经过对国内一些盐穴储气库的单腔运行过程的模拟发现，盐腔投入运行后的首个注采周期是温度、压力变化最剧烈的阶段；而且单腔的工作气量并非一成不变，它与盐腔不同周期的采气时间长短成负相关。开采周期越长，盐腔温度变化越平稳，能采出的工作气量也越多；反之，则工作气量越少。因此在制定盐穴储气库调峰方案时，应尽量避免单个盐腔的强注、强采而导致盐腔温度、压力产生剧烈变化，从而最大限度地提高单腔工作气量，发挥盐穴储气库的最大调峰能力。

第一节　库 容 计 算

在一定的温度和压力下，整个盐腔能够容纳的天然气量被称为库容量。为了保证运行过程中盐腔形态的稳定，并能为天然气的采出提供必备的压力，盐腔中始终要存留一部分气体，这部分气体被称为垫气，而可采出部分被称为工作气。盐腔储气规模研究应计算库容量和能够采出的工作气量。库容量是指盐穴储气库达到最高允许压力时储存的天然气量。

盐穴储气库正常运行有 3 个基本要求：一是核实储气库的库存量；二是防止气体在储气层中运移或泄露；三是保证供气能力。库存量是储气库正常运行的重要监测与控制内容，储气库的库容是帮助生产技术人员分析、判断储气库工作状态的重要参数。

计算库容量和工作气量的基础参数：盐腔的储气体积、盐腔的运行压力、最大及最小压力所对应的盐腔温度、气体的组分以及盐腔周围盐岩的热力学参数。

在天然气地下储气库中，剩余库存量与其所占的体积直接有关。任何一种库存量核实方法都受测量或参数评估中固有的不确定性因素影响。在盐穴储气库中，气库体积的不确定性

更为复杂，因为盐岩蠕动现象始终影响着气库体积的变化。

一、单腔库容计算

在盐腔储存空间恒定的情况下，单腔最大库容主要取决于盐腔的温度和压力。盐腔内温度的变化不仅与注气温度有密切关系，还与盐腔注气时间长短有很大关系，因为盐腔内的天然气与井筒和盐腔盐壁发生热交换从而影响盐腔内气体温度。由于可将盐层看作一个巨大的近似恒温的热场，随着时间变化的无限延长，盐腔内气体最终会达到盐层温度。因此计算盐腔最大库容时，要取盐腔中部的温度。

储存天然气的库容量可由气体状态方程计算。根据如下气体状态方程（7－1）和方程（7－2）可求出盐腔储存气体的摩尔数。

$$p_{cav}V_{cav} = ZnRT_{cav} \tag{7-1}$$

则：

$$n = \frac{p_{cav}V_{cav}}{ZRT_{cav}} \tag{7-2}$$

标准状态下的天然气体积为：

$$V_s = \frac{nZRT_s}{p_s} \tag{7-3}$$

式中 p_{cav}——盐腔压力，MPa；

V_{cav}——盐腔体积，m^3；

Z——压缩因子；

n——气体摩尔数，kmol；

R——通用气体常数，$R=0.00831$；

T_{cav}——盐腔温度，℃；

V_s——库容量（储存的标准状态下的天然气体积），m^3；

T_s——标准状态温度，℃；

p_s——标准状态压力，MPa。

可见，对于给定体积的盐腔，库容量的大小（与气体摩尔数 n 相关）主要取决于盐腔内气体的温度和压力。

由于采气和注气以及盐穴与周围盐层的热交换等作用，盐腔的压力和温度随时间而变化。注气过程中，气体压缩导致压力上升，温度也上升。如果注气周期长，盐腔内气体与周围盐层热交换的时间就长，平均单井日注入气量低，气体温度上升慢；反之注气周期短，平均单井日注气量高，气体温度上升快。当盐腔体积一定，压力达到最大时，盐腔温度的上升必然影响库容量的大小。因此，应限制盐腔的温度上升，保证盐腔的稳定及库容量基本不变。

假定盐腔体积为 $25\times10^4m^3$，盐腔初始温度为53℃，初始压力为17MPa。以不同的日采气量生产，当盐腔压力降到7MPa时，盐腔采气末的温度受到采气速度和盐腔与盐岩的热交换时间影响；当盐腔压力为7MPa时，盐腔温度并不是一个定值。具体的盐腔温度受调峰周期和时间的影响有较大的变化。

盐穴储气库单腔库容计算结果如表7－1所示，由表中可知在温度 T 一定的情况下，盐腔内气体压力每增加1MPa，库容量则增加为6%左右。但在压力 p 一定的情况下，盐腔温

度越高，库容量越小，盐腔内气体温度每增加 10℃，库容量大约减少 5%（表 7－2）。

表 7－1　盐腔体积 25×10⁴m³ 在不同盐腔压力状态下的库容量（T=53°）

盐腔压力（MPa）	库容量（×10⁴m³）
14.0	3660
15.0	3922
16.0	4176
17.0	4381
18.0	4657

表 7－2　盐腔体积 25×10⁴m³ 在不同温度下的库容量（p=17MPa）

盐腔温度（℃）	库容量（×10⁴m³）
35	4829
40	4708
45	4593
50	4484
55	4365

从表 7－1、图 7－1 中库容量和盐腔压力的关系可以看出：库容量随着盐腔压力增加而增加；对于 25×10⁴m³ 的盐腔，盐腔内气体压力每增加 1MPa，库容量约增加 6% 左右；当盐腔压力位于 14MPa 时，能容纳 3660×10⁴m³ 的天然气；盐腔压力上升到 17MPa 时，库容量增加到 4381×10⁴m³；盐腔库容量最大可达 4657×10⁴m³。

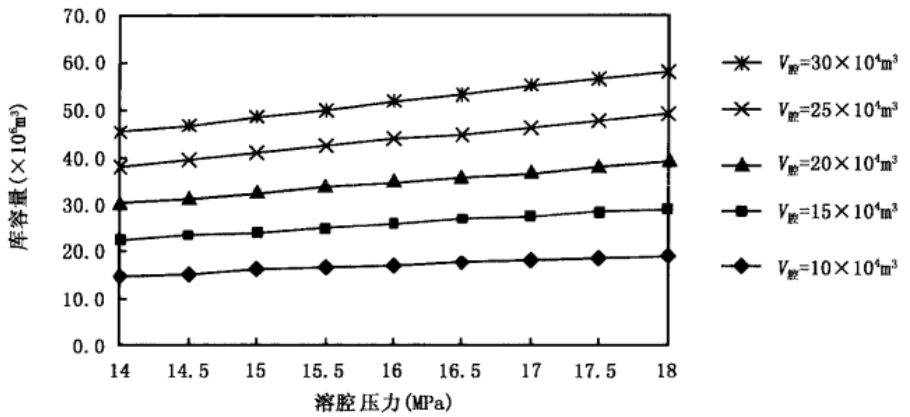


图 7－1　库容量和盐腔压力的关系曲线

$V_{腔}$—盐腔体积（下同）

从表7－2、图7－2可以看出库容量随着盐腔温度增加而减少。对于25×10^4m^3的盐腔，盐腔内气体每增加10℃，库容量约减少5.3%左右；当盐腔温度为35℃时，能容纳4829×10^4m^3的天然气；当盐腔温度上升到45℃，库容量减少到4593×10^4m^3；盐腔温度上升到55℃时，库容量又减少到4365×10^4m^3。

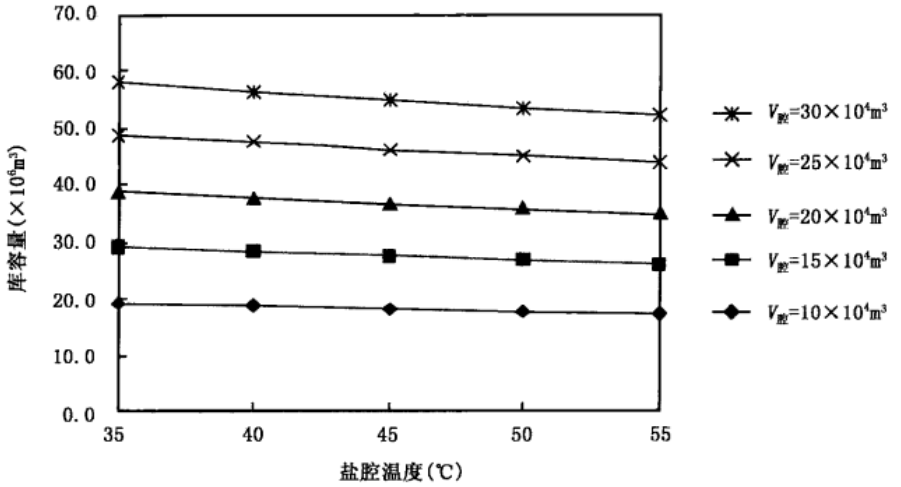


图7－2　库容量和盐腔温度的关系曲线

盐腔的温度和压力是影响库容量的敏感因素。要想提高盐腔的库容量，可以通过降低注入气体温度和注气速度等方式使盐腔内气体温度缓慢上升，以保证注入更多的气体，从而提高库容量。另外，根据地质条件，适当提高盐腔压力也可以达到提高库容量的目的，但要以不破坏盖层、盐层为基本原则。

二、单腔工作气量计算

（一）采出工作气量的影响因素

盐腔在阶段运行过程中能够采出的最大工作气量主要受以下几个因素的限制。

1. 盐腔最大及最小运行压力

压力区间是影响工作气量的决定性因素，区间越大，库容量越大，采出工作气量越多。

2. 形成水合物的约束条件

目前国外一些研究表明，储气库一旦有水合物形成，能够采出的工作气量就明显下降。因此，应该预测水合物形成的条件，采取防止水合物生成的措施（详见此章第三节），使工作气量不受水合物的约束。根据国外一些储气库运行经验看，盐穴储气库单腔在平均日产量100×10^4m^3以下的速度下采气，盐腔、井筒、井口温度均高于形成水合物的临界温度，不会形成水合物，因此采出工作气量不受水合物的约束。

3. 日采气量

日采气量对最终采出工作气量的影响反映在采气末期的盐腔温度上。日采气量越大，温度下降速度越快，采气末期温度越低，达到最小运行压力时的采气天数越短，采出工作气比例越少。

在相同初始条件下，以（20～300）×10^4m不同日采气量进行模拟单腔模拟计算，模拟

单腔运行压力降到7MPa时，采出气量即为不同采气条件下的工作气量。通过对比300×10^4m/d运行状态比20×10^4m/d运行状态单腔工作气量减少约为250×$10^4$$m^3$。日采气量与盐腔工作气量的关系曲线见图7-3。

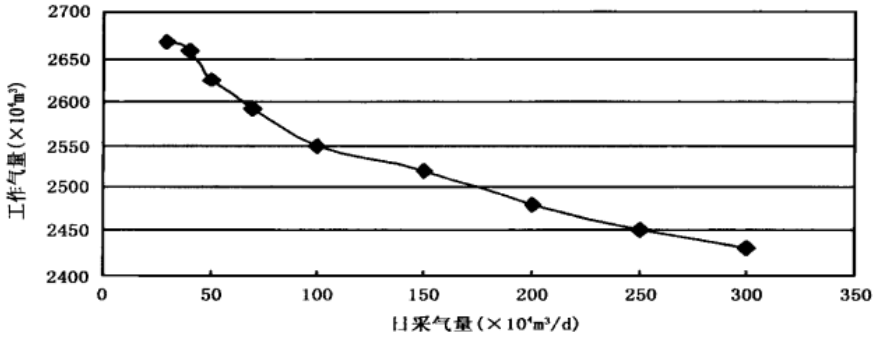


图7-3　日采气量与盐腔工作气量的关系曲线

（二）盐腔工作气量计算结果

有效储气体积为25×$10^4$$m^3$的盐腔在17MPa时库容量为4381×$10^4$$m^3$。由数值模拟可知，在采气末期，当盐腔压力降到7MPa时，盐腔温度随着采气速度的变化而变化，工作气量和垫气量也相应变化（表7-3）。根据对储气库调峰的要求和盐腔稳定性评价的要求，通常在正常运行条件下，盐腔运行压力为7~17MPa。在应急条件下，盐腔运行压力可以降到6MPa，故盐腔生产过程中盐腔运行压力最大范围确定在6~18MPa之间，在这个运行压力范围内采出的天然气量就是最大工作气量。由于盐腔内部的温度受采气速度和注采工况影响非常大，在盐腔压力为6MPa时，盐腔内的温度在一定的范围内为估算库容和工作气量。初步确定了在采气末期，盐腔压力为6MPa时，盐腔温度为30~35℃；因此采用30℃、35℃两种温度计算盐腔工作气量和垫气量（表7-3）。

表7-3　不同盐腔温度、压力下的工作气量（$V_{腔}$=25×$10^4$$m^4$）

盐腔最大		盐腔最小		库容量（×$10^4$$m^3$）	垫气量（×$10^4$$m^3$）	工作气量（×$10^4$$m^3$）	工作气比例（%）
压力（MPa）	温度（℃）	压力（MPa）	温度（℃）				
17	53	6	35	4381	1511	2870	65.5
		7	35		1831	2550	58.2
		6	30		1527	2854	65.1
		7	30		1898	2485	56.7

如果盐腔压力为6MPa，当盐腔温度为35℃时，工作气量为2870×$10^4$$m^3$，垫气量为1511×$10^4$$m^3$，工作气量占盐腔库容量的65.5%；当盐腔温度为30℃时，工作气量为2854×$10^4$$m^3$，垫气量为1527×$10^4$$m^3$，工作气量占盐腔库容量的65.1%。

由于盐穴储气库运行包含各种不确定因素，在气库应急采气和正常运行条件下的压降不

一致，所采出的气量也不一致，综合多种因素考虑；因此确定单腔最大工作气量为 2870 × 10^4m^3，垫气量为 1511 × 10^4m^3。在正常采气条件下的工作气量为 2550 × 10^4m^3。

盐穴储气库单腔库容与工作气量主要取决于盐腔的运行温度和压力。盐腔运行过程中的热交换对储气库运行状态有较大的影响。

日采气量对单腔工作气量有较大的影响，应尽量采取较小的日采气量使盐腔平稳运行，从而在运行周期中采出最多的工作气量。

第二节　盐腔注采运行模拟

地下储气库与大型地上储气库的兴建相比，具有储气量大、安全可靠、受气候影响小、维护管理简单、能合理调节用气不平衡等优点；然而地下储气库的建设，具有投资多、工程量大、周期长，以及需预先设计研究开发方案、预测生产动态和制定最佳生产方案的特点。因此运用数值模拟技术就成为必不可少的手段。

20 世纪 70 年代，国外开始应用数值模拟来研究地下储气库从建造到注采动态运行的整个过程。美国、德国、丹麦、意大利等国家根据不同地质地层以及气体种类的差异性，提出了相应的数学模型，为储气库的实际运行提供了理论依据，以达到经济、高效地控制地下储气库的目的。

盐穴储气库随着天然气的注入或采出盐腔内气体和周围盐层进行热交换，必将导致温度和压力随时间的变化。注入时气体压缩、温度升高，采出时气体膨胀、温度降低。盐穴储气库注采动态数学模型极其复杂，很难应用于工程实际。本节应用工程热力学、传热学基础理论，提出了一个描述盐穴储气库注采动态过程的简化数学模型。此模型包括实际气体性质、盐层与气库内气体的对流换热、任意连续注采循环时天然气压力和温度随时间的变化过程。该模型可用于储气库的设计规划、各种储气运行方案的比较，以及预测整个注采气动态过程。

一、盐穴储气库注采计算模型

（一）盐腔模型

天然气的温度、压力与体积之间的关系遵循实际气体定律，盐腔有效体积 V_r 不变。天然气储气库中的连续方程描述为：

$$\frac{p_r}{Z_rT_r}=\frac{p_{ri}t}{Z_{ri}T_{ri}}\left(1\pm\frac{G_p}{G}\right) \tag{7-4}$$

式中　p_r——盐腔压力，MPa；

Z_r——盐腔内气体压缩分子；

T_r——盐腔温度，°C；

P_{ri}——盐腔初始压力，MPa；

Z_{ri}——盐腔气体初始压缩因子；

T_{ri}——盐腔初始温度，°C；

G_p——累计注采气量，m^3；

G——盐腔内初始气体量，m^3。

注采过程中，盐腔内气体遵循热力学能量守恒定律。任意时间，盐腔内气体的内能为注采初始盐腔内气体的内能减去（或加上）通过井筒流出（或流入）气体，再加上这段时间内盐腔吸收周围盐层的热流量，因而在注采过程中盐腔内气体遵循的能量方程为：

$$nu = n_t u_t \pm \Delta n h_g + A q_c \tag{7-5}$$

$$E_1 = \Delta n h_g$$

$$E_2 = A q_c$$

式中 n——注采后盐腔内气体摩尔数，kmol；

u——盐腔内气体内能，kJ/kmol；

n_t——注采前盐腔内气体摩尔数，kmol；

u_t——盐腔初始气体内能，kJ/kmol；

Δn——采出或注入的日期摩尔数；kmol；

h_g——流入（或流出）气体，kJ/kmol；

A——盐腔表面积，m^3；

q_c——经盐腔壁面流入盐腔的热流量，kJ/m^2；

E_1——因盐腔内气体的流入（或流出）引起的能量变化；

E_2——因盐腔内气体与盐腔周围盐层的热交换量。

在计算盐腔内气体与周围盐层之间的热交换时，盐腔形态被假设为球体且被初始温度均匀一致的盐层包围，不考虑地层温度梯度。认为盐腔壁面温度均匀，盐腔壁与周围盐层之间的传热方式为纯导热，盐层导热系数为常数，忽略盐腔内气体与盐腔壁之间的热辐射。盐层初始温度假设等于在盐腔中深度处盐层的底层温度。这样，盐腔内气体与盐腔周围盐层的热交换遵循球面坐标下视为一维非稳态导热方程：

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a\left[\frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial t}\left(r\frac{\partial t}{\partial r}\right)\right] \quad 0 \leqslant r \leqslant \infty \tag{7-6}$$

$$t\big|_{\tau=0} = const \tag{7-7}$$

$$t\big|_{r=\infty} = const \tag{7-8}$$

$$a = \frac{\lambda}{\rho_s C} \tag{7-9}$$

式中 t——盐层的瞬态温度，℃；

τ——时间，d；

a——盐层导温系数，kJ/（kg·℃）；

r——对称温度场的分布半径，m；

λ——盐层导热系数，W/（m·℃）；

ρ_s——盐层密度，kg/m^3；

C——盐层比热，kJ/（kg·℃）。

$const$——常值。

当天然气储气库内气体扰动较小时，经盐腔壁面流入盐腔的热流量 q_c 被描述为：

$$q_c = \lambda \frac{\partial t}{\partial r}\bigg|_{r=R} = a'\ (t_w - t_r) \tag{7-10}$$

式中 a'——气体对流换热系数，W/（m^2 · °C）；

R——盐腔半径，m；

t_w——盐腔壁面温度，°C；

t_r——盐腔内气体温度，°C。

盐腔内气体的对流换热系数 a′的计算基于垂直圆柱体的自然对流理论，计算式为：

$$a' = 0.1\lambda_g \left[\frac{\beta g \rho_g\ (t_w - t_r)\ C_p}{\mu}\right]^{\frac{1}{3}} \tag{7-11}$$

其中：

$$\beta = \frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p$$

$$V = \frac{1}{\rho_g}$$

式中 λ——气体导热系数，W/（m · °C）；

β——气体体积膨胀系数，W/（m · °C）；

g——重力加速度，m/s；

ρ_g——气体密度，kg/m^3；

C_p——气体定压比热，kJ/（kg · °C）；

μ——气体动态黏滞系数，kg/（m · s）；

V——气体比容，m^3/kg；

T——温度，°C；

p——压力，MPa。

（二）井筒模型

井筒内的流动方程（贝努力方程）如下所示。

采气期间的方程如下：

$$p_t = p_b \left\{\exp\ (-2N_{gp}) + \frac{N_{fp}}{2N_{gp}} \times [\exp\ (-2N_{gp}) - 1]\right\}^{\frac{1}{2}} \tag{7-12}$$

注气期间的方程如下：

$$p_b = p_t \left\{\exp(2N_{gp}) + \frac{N_{fp}}{2N_{gp}} \times [1 - \exp(-2N_{gp})]\right\}^{\frac{1}{2}} \tag{7-13}$$

$$N_{gp} = \frac{M_g \Delta L}{\bar{z} R \bar{T}} \tag{7-14}$$

$$N_{fp} = \frac{4 \bar{z} \bar{f} \omega^2 R \bar{T} \Delta L}{p_b A^2 d_i M_g} \tag{7-15}$$

式中 p_t——井口压力，MPa；

p_b——井底压力，MPa；

N_{gp}——重力对压力之比的量；

N_{fp}——摩擦力与压力之比的量；

M_g——气体分子量，kg/kmol；

ΔL——井筒长度，m；

$\bar{z}$——井筒内气体平均压缩因子；

R——气体常数，kJ/（kmol·°C）；

$\bar{f}$——井筒平均摩擦因子；

ω——井筒内气体质量流速，kg/d；

$\bar{T}$——井筒内气体平均温度，°C；

A——井筒截面积，m^2；

d_i——井筒内径，m。

在稳态流动的条件下，不考虑井筒与周围盐层的热交换，流出井筒的能量必须等于外界流入井筒的能量与摩擦产生的热量之和。井筒中流动气体的能量方程可描述为：

$$\Delta h_g = \pm \ (-g\Delta L - \Delta\omega_f) \tag{7-16}$$

$$\Delta h_g = \pm \ (h_{gt} - h_{gb}) \tag{7-17}$$

$$\Delta\omega_f = \frac{2\bar{f}v_j}{d_i}\Delta L \tag{7-18}$$

式中 Δh_g——井筒内气体的焓差，kJ/kg；

g——重力加速度，m/s^2；

$\Delta\omega_f$——摩擦引起的能耗，kJ；

h_{gt}——井口处气体的焓，kJ/kg；

h_{gb}——井底处气体的焓，kJ/kg；

v_j——井筒内气体流速，m/s；

d_i——井筒内径，m；

“±”——正号（+）表示采气过程，负号（-）表示注气过程。

通过溶腔方程和井筒方程联立求解，并编制相应的计算程序，可以进行盐腔在整个运行过程中的不同部位的温度、压力变化，从而预测整个气库的运行状态。

二、盐腔运行过程的热动力平衡

热动力模拟是编制盐穴储气库运行计划，并为地面设施配套的重要依据。

盐穴储气库注采过程是一个复杂的热动态平衡过程，天然气、注采管柱、井壁、盐腔围岩在注采过程中要不断地进行热量的交换。这种热能的交换对盐腔内部的压力和注采气能力都会产生较大的影响。

热动力平衡是单个盐腔运行模拟的关键，也是整个气库群运行的基础。注采运行热动力模拟与预测通过应用工程热力学、传热学和流体力学基础理论，对盐穴储气库的构造和实际运行过程的分析，分别建立井筒连续流动及热传导模型、盐腔热传导模型、水合物形成条件模型，并建立相应数学模型的边界条件，以及编制相应的计算程序。通过热动力模拟，能够分析在各种采气条件下，盐腔内部的井口温度、压力变化，以及开采过程中水合物形成的趋势；从而为地面工程配套设施提供设计依据，并可以进行盐腔压力预测，以确保盐腔处于稳

定的运行压力区间。

采气期间，气体温度下降。鉴于热量由盐岩传至气体，因此，介于绝热和恒（等）温区域内的气体将发生膨胀。由于气库运行期有限，在较高的采气速度下，气体的膨胀接近绝热过程，从而发生大量的热传递。高速采气期间，由于温度下降，盐腔中的水将凝结，最后形成气—水合物。在这种情况下，工作气的运行将受到限制。

长期低速采气接近于等温膨胀过程，因为由围岩传至气体的热量实际上等于膨胀失去的能量。在这种情况下，工作气量将受到储气库量的限制(如管道压力或最小容许盐腔压力)。

储气库运行数年后，盐腔附近岩层原始温度场才能得以恢复。盐腔壁附近的岩层明显地受到气体温度的影响，尤其是在注采气时最为明显；而在关井期间，热量也会通过气体从盐腔围岩的较低部位传至较高部位。

在未受干扰的盐岩层中，温度梯度约为3℃/100m；而在受干扰程度较高的盐腔中，温度梯度约为0.5℃/100m。由于岩层的热传导率是天然气的150倍，所以气体的温度梯度显示出热量为垂向传导。这种传导方式可归因于由界面间的热传递而形成的浮力作用，即界面上的热量传递至储存在盐腔低部位中的气体，并在较高部位形成逆转过程。这种现象并不常见，而盐腔壁的高度不规则形态以及水过渡带常使该问题发生变化。正常情况下，盐腔壁上和沉井中都有水，由于气体未达到饱和，所以水分蒸发。在高速采气期间，当气体温度低于水饱和温度时，水就凝结或浓缩。当小水珠聚积到一定大小时，液态水沉降并开始滴落。在相对较新的盐腔中，气体温度甚至可能低于水合物形成温度；因此，可以假设形成的液态水冷凝，即看似如雪。

三、盐腔运行动态模拟

库容计算和最大工作气量的计算只是静态分析，而在盐穴储气库的实际运行过程中，热力学、传热学和流体力学条件对确定盐穴运行参数及地面装置等工艺变量起主要作用：一方面盐腔内气体通过自然对流和周围盐层热交换，使周围盐层壁面形成不稳态导热温度场，导致腔内气体压力、温度的变化；另一方面连续注采循环，使腔内气体压力、温度发生变化。这些热物理性能参数的改变会影响储气库的库容、工作气量、盐腔温度压力和井口温度压力的变化；因此，可以通过建立相关的物质平衡和能量平衡关系进行运行模拟预测，这对于合理分析盐腔的稳定性和确定地面设备的选型运行控制非常重要。

（一）盐层温度场模拟

充分了解盐穴储气库井筒和盐腔周围的盐层温度分布是十分重要的：一方面盐腔内气体通过自然对流和周围盐层热交换，并且周围盐层壁面形成不稳态导热温度场；另一方面井筒的注采循环过程，由于井筒与周围盐层存在温差，使气井井筒产生径向传热，导致天然气热物理性质沿井深的变化。因此只有充分了解盐层温度场在注采运行前、后的分布情况，才能正确地预测盐腔内和井筒的温度、压力，设计出合理的盐穴尺寸、形态和注采管直径等。

1. 数学模型的建立

随着井筒和盐腔从盐层汲取和释放热量，盐层温度场也在不断地发生着变化，盐穴储库运行工况决定了井筒和盐腔与盐层之间的热交换状况。虽然所处的边界条件不同，但井筒模型和盐腔模型均属于轴对称模型。由于不含热源，将盐层考虑为径向和纵向二维的稳态导热过程，满足瞬态传热微分方程。

假设：①盐层与井筒接触良好，不考虑接触热阻；②盐层与井筒和盐腔之间的传热方式

为纯导热，盐层导热系数为常数。

上述处理后，盐层温度场就可看作是一个以井筒圆管中心为轴线的轴对称问题，而且这个温度场分别随着井筒和盐腔状态变化，是时间的函数，所以选用轴对称瞬态导热微分方程：

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial \tau} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\lambda \Gamma \frac{\partial T}{\partial r}\right) + \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x}\right) \tag{7-19}$$

式中 T——盐层的瞬态温度，℃；

τ——时间，s；

r——对称温度场的分布半径，m；

x——对称轴的轴向深度，m；

λ——盐层导热系数，W/（m·℃）；

ρ——盐层的密度，kg/m^3；

C_p——盐层比热，J/（kg·℃）。

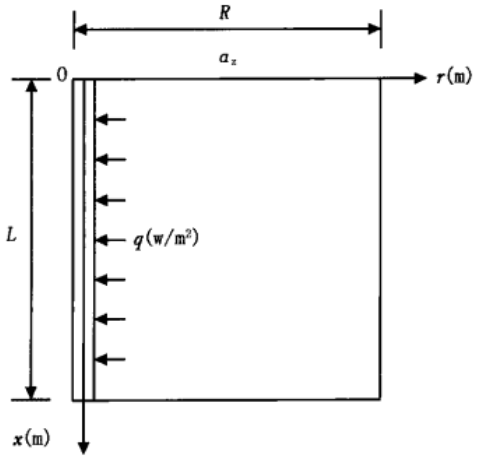


图 7-4 边界示意图

边界条件如图 7-4 所示：以等价圆管为深度方向坐标轴，水平线（$x=0$）为径向坐标轴，其中 R 为作用半径，L 为井筒或盐腔深度。

（1）$r=R$（右边界）处：在离井筒或盐腔一定远，即 $r=R$ 处，盐层温度场不再受井筒或盐腔热力状态影响，对一特定时刻，边界处的温度为第一类边界条件。

（2）$x=L$（下边界）处：处于恒温层，假设上下盐层间没有热传递，可看作是第一类边界条件。

（3）$x=0$（左边界）：管壁处（近似 $x=0$），管壁温度很难确定，但考虑成多层筒壁的导热问题可以得到井内气体与盐层之间的换热量 $q_g(t)$，因此设为第二类边界条件。

时间的函数：

$$q(t) = \frac{q_g(t)}{F_g}$$

式中 $q(t)$——热流密度；

$q_g(t)$——在某一时刻为一常数，而且为均匀热流；

F_g——井筒壁总换热表面积。

（4）$x=0$（上边界）处：与外界大气相接触，既有辐射换热还有对流换热，换热过程较为复杂，因此考虑辐射的总对流换热系数 α_z，属第三类边界条件，表示为：

$$-\lambda \left.\frac{\partial T}{\partial x}\right|_{x=0} = \alpha_z (t_z - T(x,r,\tau)|_{x=0}) \tag{7-20}$$

式中 t——盐层温度，℃。

注采井筒和盐腔的边界条件。井筒内注采流动过程中，工作气的温度沿井筒深度呈非线性分布，采取的处理方法为：将井筒等分为若干段，取每一段内工作气的平均温度进行计

算，问题转化为第二类边界条件的导热问题。盐腔内纵向温度认为是均匀分布。

2. 注采过程温度场变化规律

利用有限单元法求解盐层温度场，其主要优点是考虑了许多影响井筒、盐腔和周围盐层温度场分布的较重要因素，如周围盐层导热系数和比热容随深度的变化，以及井筒直径、长度、注采气体密度、比热容、流量、井口、井底温度等。采气过程，井筒沿纵向和径向温度是增加的（图7－5、图7－6）。

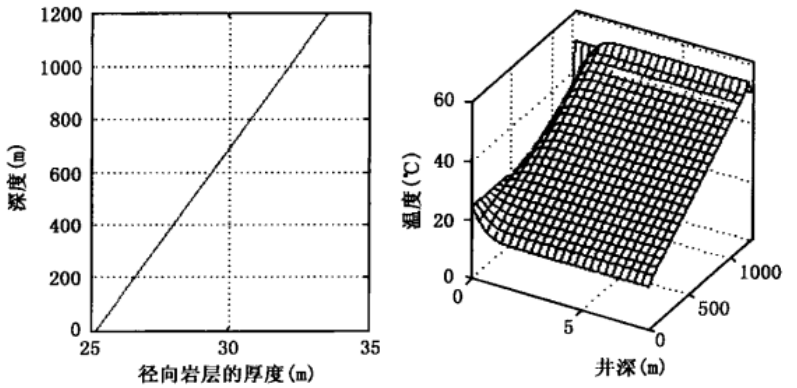


图7－5　注气过程盐层温度场

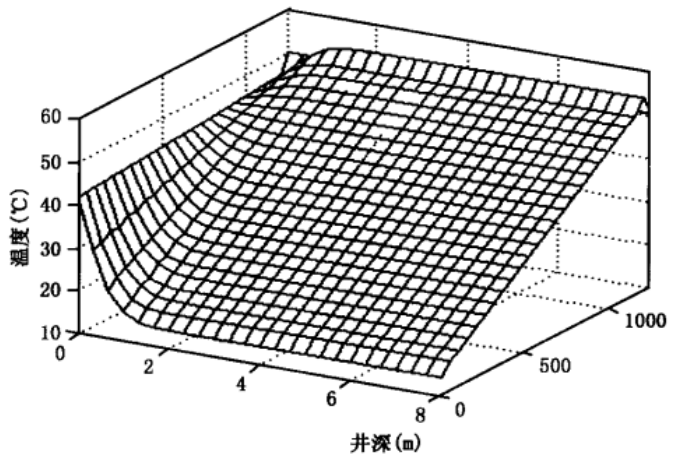


图7－6　采气过程盐层温度场

由图7－7中的在盐腔中节点处沿径向温度场温度分布可以看出：温度场计算节点数有50个，但在达到原始未被干扰盐层温度55℃时，温度波及仅达到了38个节点，波及范围为24.5m。

（二）井筒注采动态模拟

盐穴地下储气库在天然气注采过程中，井筒中的流体是双向流动过程，其运行工艺过程不同于气井的开采工艺过程：首先表现为注采气周期频繁交替，压差变化较大，气体在井筒和盐腔之间双向流动，短时间注入采出气体量大，气体流速快；其次注采井不需要稳产，须根据城市调峰用气量变化确定储气库内天然气的注入采出量。

在注采过程中，周围盐层与井筒进行不稳定传热；同时井筒内气体的流动也要产生传热，这使工作气压力、温度、流速及密度沿井深是变化的。因此在设计、建造和动态运行各

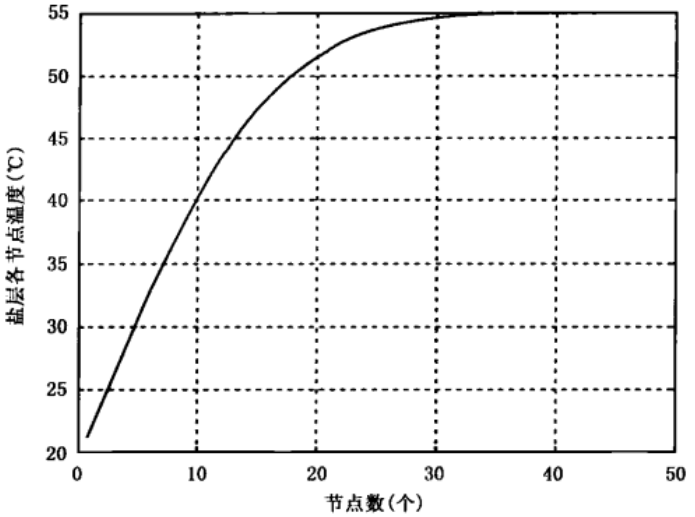


图 7－7　盐腔周围盐层温度场波及范围情况

个阶段，要适时定量地描述天然气的储采过程，了解储气参数、流体性质，以及随时间、空间的分布与变化。必须正确地预测气井井筒温度、压力分布，反映气井流动规律和地层的传热特征，这有利于进行气井生产系统动态分析和生产设施的优化设计，并为气井试井工艺设计和生产动态分析（如水化物预测、油管柱设计等）提供技术依据。

根据质量守恒定律、动量守恒定律、能量守恒原理及传热学理论，建立了预测井筒流体压力、温度分布的综合数学模型，采用四阶龙格库塔法迭代求解，可同时预测井筒中的压力和温度分布。

1. 数学模型的建立

井筒模型假设：

（1）气体在井筒中作一维稳定流动，所有特性参数在井筒任一横截面是均匀的；

（2）井筒和周围盐层中的热交换为径向，不考虑沿井深方向的传热；

（3）盐层垂向温度按线性变化，地温梯度已知；

（4）气体在流动过程中既不对外界做功，外界也不对气体做功；

（5）不考虑压力、温度变化下管柱的变形。

据上述简化条件，根据质量守恒定律、动量守恒定律和气体状态方程，建立描述井筒流动状态的偏微分方程组，预测气井的压力和温度。

1）注气时井筒流动状态的偏微分方程组

质量方程：

$$\rho = \frac{\mathrm{d}v}{\mathrm{d}z} + v\frac{\mathrm{d}\rho}{\mathrm{d}z} = 0$$

式中　ρ——流体密度，$\mathrm{kg/m^3}$；

v——流速，m/s；

z——深度，m。

动量方程：

$$-\frac{1}{\rho}\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}z}-f\frac{v\mid v\mid}{2d}+\mathrm{g}\sin\theta=\frac{v\mathrm{d}v}{\mathrm{d}z} \tag{7-21}$$

式中 p——压力；

f——摩阻系数；

d——管子内径，m；

g——重力加速度，9.81m/s^2；

θ——井斜角，(°)。

能量方程：

$$q+\omega\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}z}\left[h+\frac{1}{2}v^2-gz\sin\theta\right]=0 \tag{7-22}$$

式中 q——单位长度控制体单位时间内的热损失；

ω——井筒内气体质量流速，J/（m·s）；

h——比焓，J/kg。

2）采气时井筒流动状态的偏微分方程组

质量方程：

$$\rho\frac{\mathrm{d}v}{\mathrm{d}z}+v\frac{\mathrm{d}\rho}{\mathrm{d}z}=0$$

动量方程：

$$-\frac{1}{\rho}\frac{\mathrm{d}p}{\mathrm{d}z}-f\frac{v\mid v\mid}{2d}-g\sin\theta=\frac{v\mathrm{d}v}{\mathrm{d}z} \tag{7-23}$$

能量方程：

$$q+\omega\frac{d}{\mathrm{d}z}\left[h+\frac{1}{2}v^2+gz\sin\theta\right]=0 \tag{7-24}$$

井筒内单位长度控制体在单位时间内的热损失 q 为：

$$q=\frac{2\pi r_i U_i\lambda_e}{r_i U_i f(t_D)+\lambda_e}(T_f-T_e) \tag{7-25}$$

式中 r_i——井筒内径；

U_i——传热系数；

λ_e——盐层导热系数；

$f(t_D)$——无因次时间函数；

T_f——气体温度，℃；

T_e——盐层温度，℃。

井筒总传热系数 U：

$$\frac{1}{U}=\frac{1}{\alpha}+\frac{r_i\ln(r_o/r_i)}{\lambda}$$

式中 α——对流换热系数；

r_i——井筒内径；

r_o——按热流方向划分级单元段的出口直径；

λ——气体导热系数。

地层传热为不稳定传热，且服从 Remay 推荐的无因次时间函数 t_D：

$$t_D = \frac{a\tau}{r_o^2} = F_o$$

式中 a——导温系数；

τ——时间；

F_o——傅里叶准则。

无因次时间即傅里叶准则数。

无因次时间函数 $f(t_D)$：

$$f(t_D) = 1.1281\sqrt{t_D}(1-0.3\sqrt{t_D}) \qquad t_D \leqslant 1.5 \qquad (7-26)$$

$$f(t_D) = [\frac{1}{2}\ln(t_D) + 0.4063][1+\frac{0.6}{t_D}] \qquad t_D > 1.5 \qquad (7-27)$$

2. 模拟分析

以改变注采量为例，模拟分析对压力、温度沿井深分布的影响。

采气过程：①当井底温度、压力及井深一定时，井口采出气体的压力随产量增大而降低；②温度随产量增大而降低，因产量增大，气体焓降增大；③产量一定时，压力、温度随井深减小而降低。因气体在流动过程中（井底流向井口）要克服重力和摩阻，并且向周围盐层传热，能量不断损失，造成气体压力、温度的降低（图 7－8 至图 7－10）。而且，井筒内温度与压力并不呈线性分布，从温度分布曲线可明显看出分布特点。

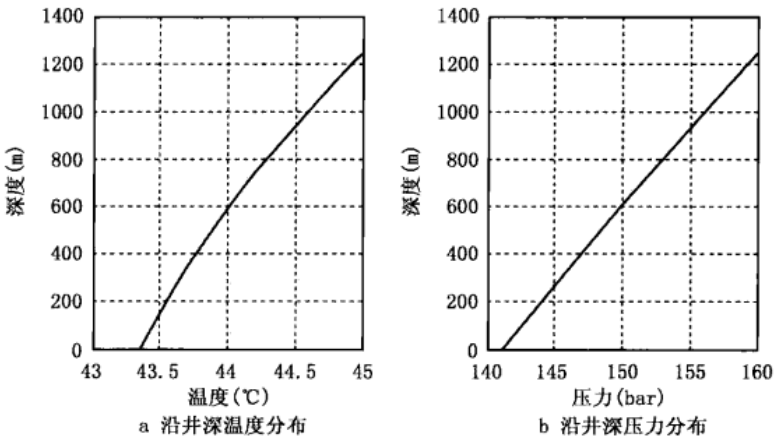
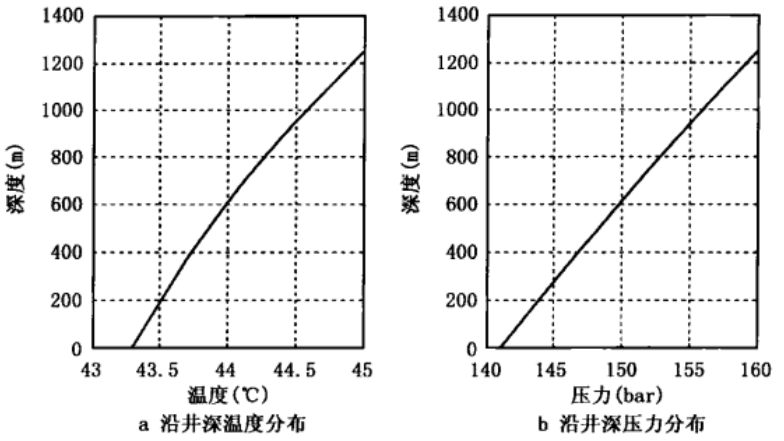


图 7－8 采气率 $3\times10^4 m^3/d$ 时温度、压力沿井深分布曲线

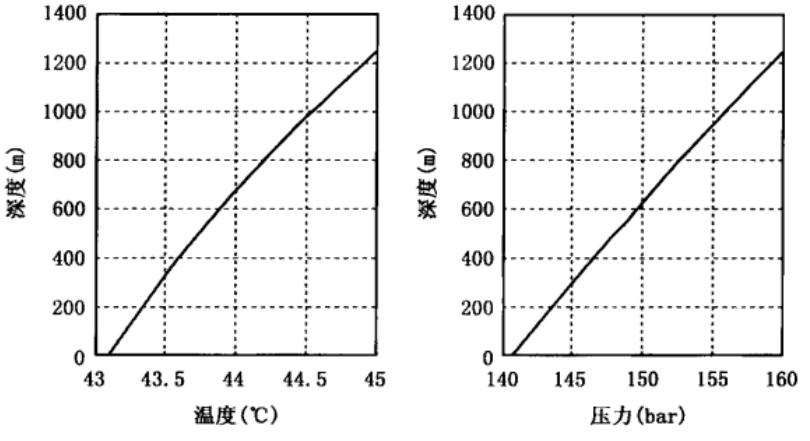
（注：1bar = Pa（下同））

注气过程：①井口温度、井底压力及井深一定时，井口注入气体的压力随注入量增大而增加，因注入量增大，流速增加所需的初始压力也随之增大；②井底温度随注入量增大而升高，因注入量增大，气体焓降增大；③产量一定时，压力、温度随井深增加而升高，因气体在流动过程中（井口流向井底）虽然要克服摩阻但同时重力做功，并且从地层吸热，能量不断增加，造成气体压力、温度的升高（图 7－11 至图 7－13）。④另外，井筒内温度与压力近似呈线性分布。



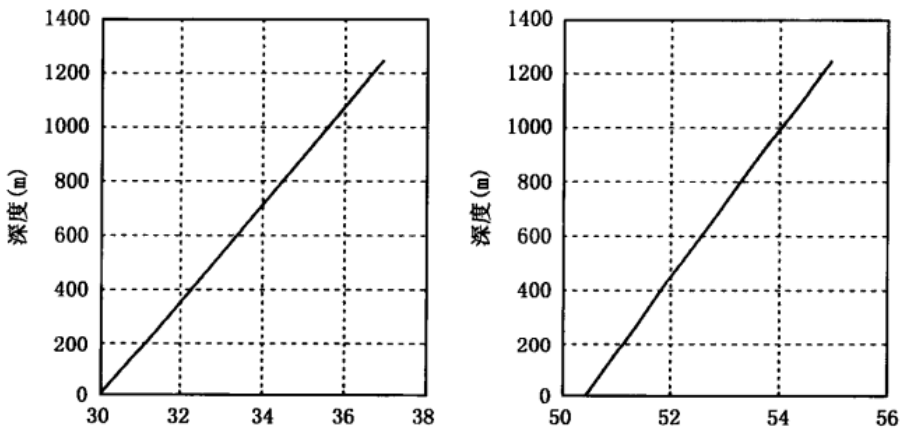
a 沿井深温度分布　　b 沿井深压力分布

图 7-9　采气率 $6\times10^4 m^3/d$ 时温度、压力沿井深分布曲线



a 沿井深温度分布　　b 沿井深压力分布

图 7-10　采气率 $12\times10^4 m^3/d$ 时温度、压力沿井深分布曲线



a 沿井深温度的变化　　b 沿井深压力的变化

图 7-11　注气率为 $4\times10^4 m^3/d$ 时温度、压力沿井深分布曲线

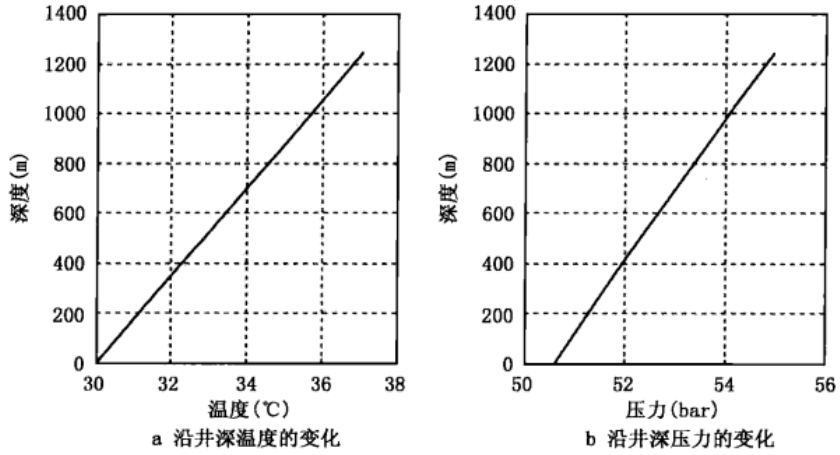


图 7－12　注气率为 $6\times10^4 m^3/d$ 时温度、压力沿井深分布曲线

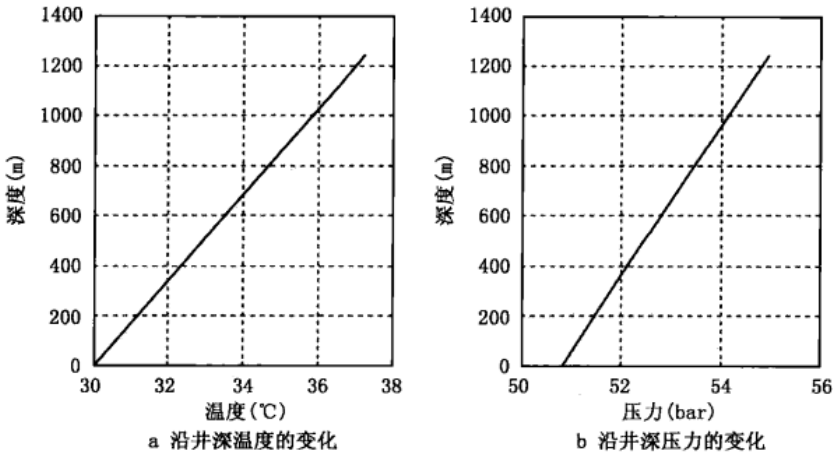


图 7－13　注气率为 $8\times10^4 m^3/d$ 时温度、压力沿井深分布曲线

从经计算得出的产量与井口温度关系可以看出，井口温度随产量的增大而降低。在低产量下，井口温度随产量下降趋于平缓；在高产量下，其上升速度较快。

从注气量与井底温度的关系可以看出，井底温度随注气量的增加而升高。在低产量下，井底温度随注气量上升趋于平缓；在高产量下，其上升速度较快。

第三节　水合物的形成与防治

水合物是影响储气库安全运行的潜在因素。水合物是指由碳氢化合物以及 CO_2、N_2、H_2S 等气体与水组成的似冰晶状的固体物质，由天然气中的组分和液态水化合而成。由于盐腔内存在一定量的卤水，当盐腔运行过程中，达到了水合物形成的温度压力条件，将会形成水合物。最早有关水合物的研究，主要是针对寒冷地带天然气输气管道中形成水合物阻碍天然气输送而进行的。

储气库井中形成的水合物对盐腔采气有一定的影响。采气期间，气体膨胀而致使其温度降低，盐腔中的水凝结是形成水合物的主要原因。它容易在井筒壁的粗糙处、井口弯头、阀门等处形成，将会影响储气库的产量，严重的将堵死气井横截面，造成停产。因此，应掌握储气库温度压力的变化规律，防治水合物的形成。

一、水合物生成判定及生成区间预测

盐穴储气库在建库时应注意的方面：

（1）由于采用了温度较低的地面水进行洗盐滤提，使盐穴储气库具有冷型贮槽的特性。随着天然气的采出，虽然储气库周围盐层能供给热量，但远不能补偿降压的“焦耳—汤姆逊效应”，而使天然气冷却。再加上在所经过生产作业线上的压力和摩擦等消耗，使井口天然气温度低于储气库温度。如果存在游离水，且天然气温度降低到特定值时，绝大部分回采将发生在水合物的生存区。

（2）如果在一定井口温度下，高压注气，也会发生水合物沿井筒的冻堵问题。

因此在储气库的设计和运行过程：一方面需预测连续采出过程水合物的生成区间；另一方面需适时判定井口处天然气是否生成水合物，从而为指导现场生产提供依据。

（一）水合物的生成判定

水合物形成的条件，天然气处于水汽过饱和状态或有液态水存在的情况下，同时具有足够高的压力和足够低的温度条件；更重要的是，当压力波动和结晶中心存在时，才能形成水合物。

水合物形成的临界温度是水合物形成的最高温度，高于临界温度不管压力多大也不会形成水合物。各组分的临界温度如表 7－4。

表 7－4　各组分临界温度

组　分	C_1	C_2	C_3	C_4	nC_4	CO_2	H_2S
临界温度（℃）	21.5	14.5	5.5	2.5	1.0	1.0	29

M—H_2O 系统的多相平衡相图（图 7－14）给出了水合物形成条件的直观概念，在图中 C 点同时存在 4 个相位（Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ）：气状水合生成物，水合生成物在水中的溶体溶液。

在水合生成物中水的溶液和水合物。图 7－14 中的曲线 1 和曲线 2 的交点是一个固定系统，为了不使任何一个相位消失，在此点上不能改变温度、压力或系统的成分。当温度高于 C 点值时，不管有多高的压力，水合物都不可能形成。在图 7－14p—T 图上形成水合物的临界温度是由 C 点确定的。

图 7－14 的曲线 2 和曲线 3 的交点（B 点）反映了同时存在气状水合生成物、水、水合物和冰的固定系统。

在实践中确定水合物开始形成的条件有以下几

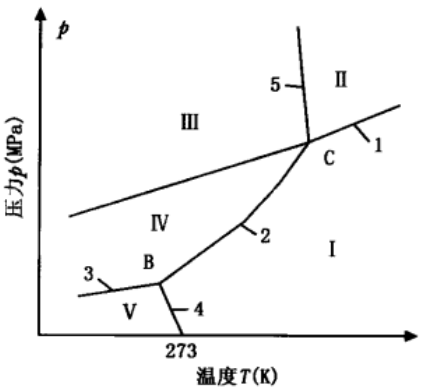


图 7－14　系统存在区域的 M—H_2O 系统相图

1K＝摄氏度＋273（开尔文）

种方法：图表法、计算法（根据平衡常数进行计算）、图表—解析法和实验等方法。

判定采气工艺过程中井口处是否有水合物生成，主要由以下两种方法：

（1）计算在井口温度下，达到热力学平衡时，形成水合物的最低压力。如果井口压力小于计算所得形成水合物的最低压力，则不会有水合物形成；反之，如果井口压力大于计算所得形成水合物的最低压力，则将有水合物形成。由此可判断井口温度、压力条件是否进入水合物的生成区。

（2）计算在井口压力下，达到热力学平衡时，形成水合物的最高温度。如果井口温度大于计算所得形成水合物的最高温度，则不会有水合物形成；反之，如果井口温度小于计算所得形成水合物的最高温度，则将有水合物形成。由此也可判断井口温度和压力条件是否进入水合物的生成区。

（二）水合物的生成区间预测

水合物生成时，会减少流动断面、降低采气量、损坏井筒内部的部件、造成气井停产等巨大的危害。水合物在井口或地面管线中产生时，会使下游压力降低，妨碍正常输气。因此在储气库的设计和运行过程：一方面需预测注采气过程中水合物的生成区间，根据具体情况设计有效的预防措施；另一方面需现场判定井口处天然气是否生成水合物，从而采取相应措施消除水合物。

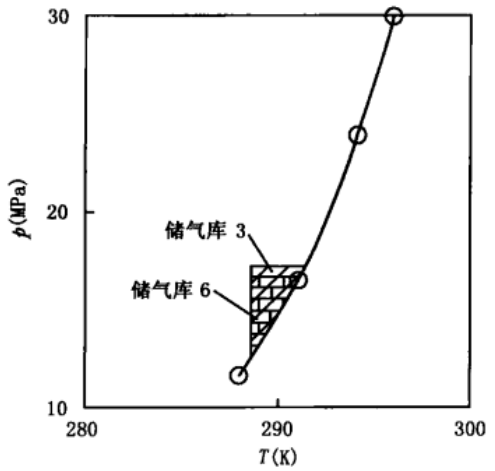


图 7－15　水合物的 p—T 相平衡图

天然气的压力、温度、相对密度是影响天然气水合物生成的主要因素，可以根据水合物生成的相平衡条件来判定生成水合物的可能性。例如：图 7－15 的曲线是天然气混合物形成水合物的 p—T 相平衡图，图中斜线区域为表 7－5 中储气库 3 号可能形成水合物的区间，方块区域为储气库 6 号可能形成水合物的区间。

表 7－5　德国 6 个盐穴储气库井口压力和温度情况

储气库号	位置	溶腔数（个）	实测井口压力（MPa）		实测井口温度（℃）		盐层深度（m）
			最大	最小	最大	最小	
1	MelvilleNorth	1	15.17	3.45	37.78	21.11	1026
2	MelvilleSouth	3	15.17	3.45	37.78	21.11	1055
3	Landis	2	17.24	3.79	37.78	15.56	1201
4	Regina North	3	20.69	4.83	43.33	26.67	1579
5	Regina South	5	16.3～22.1	4.96	60	37.78	1625
6	Moon Somin	3	16.68	4.14	32.22	15.56	1100

（三）实例分析

注气过程中，盐腔、井筒及井口温度逐渐升高，不会有水合物生成。采气过程中，当温度降到形成水合物的临界温度时，就会有生成水合物的危险。

当注入储气库的天然气相对密度为0.575，用该天然气组分预测了形成水合物的临界温度和压力（图7-16、表7-6）。不同的压力状态下对应着不同的形成水合物的临界温度，压力越大，形成水合物的临界温度越高。以下是对盐腔、井口形成水合物的预测。

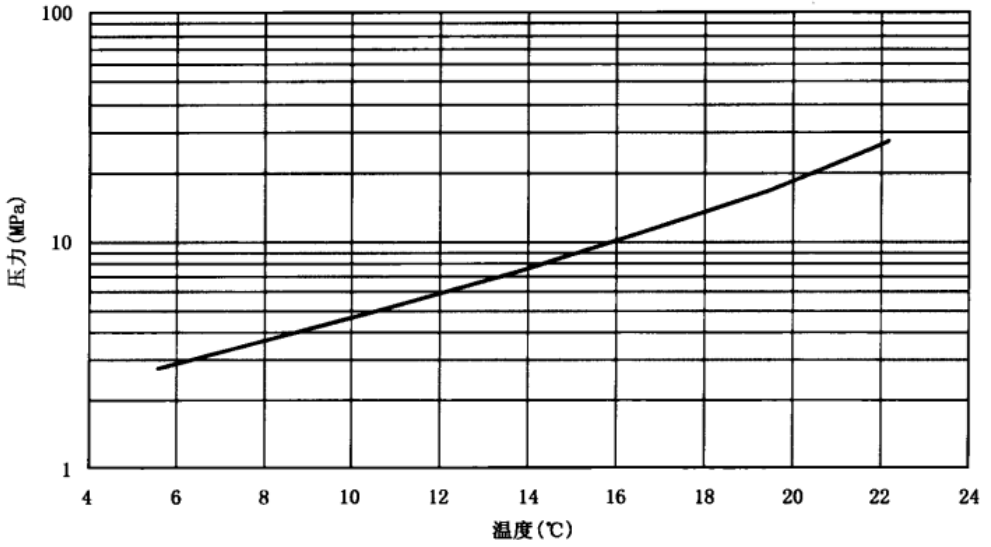


图7-16　形成水合物的温度压力曲线（相对密度为0.575）

表7-6　形成水合物的临界温度压力表（相对密度为0.575）

临界压力（MPa）	4	5.5	6	7	8	10	12	14	15	16	17
临界温度（℃）	8.5	11.3	12	13.2	14.2	15.9	16.9	17.8	18	18.2	19.3

1. 盐腔形成水合物的临界温度

由表7-6可见，当临界压力为17MPa时，临界温度只要大于19.3℃，就不会有水合物生成；当临界压力为7MPa时，临界温度只要大于13.2℃，盐腔内也不会有水合物生成。

假定调峰过程中单井需要的日采气量一般在（20～30）$\times 10^4 m^3$之间。由数值模拟表明，最大压力和最小压力时所对应的盐腔温度均大于形成水合物的临界温度（表7-7），因此盐腔内不会形成水合物。

表7-7　盐腔形成水合物的临界温度表

压力（MPa）	临界温度（℃）	盐腔温度（℃）	是否形成水合物
最大17	19.3	45	否
最小7	13.2	27.1～30	否

注：采气量为（20～30）$\times 10^4 m^3/d$。

2. 井口形成水合物的临界温度

假定调峰过程中单井需要的日采气量一般在(20～30)×10^4m^3之间，井口压力在6.5～15.7MPa之间变动，当井口压力为15.7MPa时，临界温度只要大于18.1℃，井口就不会有水合物生成；当井口压力为6.5MPa，临界温度只要大于12.5℃，井口就不会有水合物生成。数值模拟表明，在盐腔以120×$10^4m^3/d$生产的条件下，无论何种状态下最大压力和最小压力时所对应的井口温度均大于形成水合物的临界温度(表7－8)，井口不会形成水合物。

表7－8 井口形成水合物的临界温度

井口压力（MPa）	临界温度（℃）	预测最低井口温度（℃）	井口温度（℃）	是否形成水合物
最大15.7	18.1	34	39.7	否
最小6.5	12.5	13.9	21.5～24.6	否

注：采气量为（20～30）×$10^4m^3/d$。

根据上面的预测，正常供气条件下盐腔内和井口均不会形成水合物，而井筒温度介于盐腔和井口之间，因此也不会形成水合物。

二、水合物生成状况模拟分析

改变不同的初始参数，对水合物的生成状况进行模拟，分析其影响程度及变化趋势。

（一）不同天然气注采率下水合物的生成状况

井底压力为12.5MPa，井底温度为25℃，其他参数与界面中所示数据相同，分析注采率不同时，在井口温度下水化物生成压力的变化（表7－9）。

表7－9 不同天然气注采率下水化物的生成计算结果表

注采率（×$10^6m^3/d$）	井口温度（℃）	井口压力（MPa）	水化物的生成压力（MPa）
0.3	24.01	11.18	35.08
0.9	23.84	11.16	34.29
1.5	23.51	11.12	32.78
2.1	23.02	11.05	30.63
5.0	18.04	10.40	15.93

当井底压力、温度一定时，随着注采率的增大，井口的压力、温度不断下降，水合物的形成，压力也随之急剧降低。由此可知，在一定的井底压力、温度下，注采率越小，生成水合物的可能性越小；从而通过控制气井产量，可以避免水合物的生成。

（二）不同井底压力、温度条件下水合物生成状况

当注采率为50×$10^4m^3/d$时，对于不同井底压力、温度的条件，在井口温度下的水合物生成压力变化计算结果见表7－10。

表 7－10　不同井底压力、温度条件下的水化物生成计算结果表

井底温度（℃）	井底压力（MPa）	井口温度（℃）	井口压力（MPa）	水化物生成压力（MPa）
28.00	14.90	29.29	12.43	52.71
25.00	14.20	24.97	11.76	24.70
22.00	13.60	21.68	11.19	14.53
19.00	12.90	18.31	10.53	8.75
16.00	12.20	15.01	10.14	5.49

当注采率一定时，井底的压力、温度随着注采的进行逐渐降低，于是井口的压力、温度不断下降。由模拟的结果可知，井底温度降低到 20℃以下，压力下降到 12.9MPa 后，井口的工作状态将进入水合物生成区（即图 7－17 中的曲线左侧）。此时就要采取措施：向盐腔中注气以提高井底的压力、温度，从而使井口的压力、温度升高，脱离水合物的生成区域，以达到避免水合物生成的目的。

（三）不同成分天然气的水化物生成状况

当注采率为 $50 \times 10^4 m^3/d$，在相同的井底压力（12.50MPa）和温度（25℃）条件下，对于不同相对密度的天然气，在井口温度下水化物生成压力的变化见表 7－11。

表 7－11　不同成分天然气水化物生成计算结果表

天然气相对密度	井口温度（℃）	井口压力（MPa）	水化物生成压力（MPa）
0.58	18.01	10.39	12.30
0.60	17.75	10.32	8.35
0.65	17.08	10.15	7.32
0.70	16.39	9.97	6.30

当井底温度、压力和注采率一定时，天然气相对密度越大，井口的温度、压力越低，就越容易进入水化物的生成区域。

三、防治水合物生成的措施

采气过程中，气体膨胀压力下降，温度也下降。单井采气速度越大，盐腔气体与周围盐层热交换的时间越短，盐腔温度下降越快。随着温度的下降，采气能力降低，当盐腔温度压力和井口温度压力下降到水化物形成区间后，就回到了盐腔的井口并形成水化物，从而影响气库的生产；因此在盐腔采气过程中，应采取多种方式控制温度下降。可以通过限制产量，使温度下降缓慢；或通过合理轮换开井，使盐腔有一定时间关井并与盐层进行热交换，致使盐腔和井口的温度上升。

预防天然气水合物生成的措施目前可行的主要有：

（1）盐腔建成初期，尽量控制采气速度。如果必须高速采气，一般最常用的方法是向

环形空间注抑制剂，如甲醇、乙二醇和二甘醇等。这些抑制剂可以沿着油管壁流至油管鞋，与气流混合后，可使气流中的水分溶于抑制剂中，达到抑制水合物形成的目的。为了减少抑制剂的损失，必须保证气流有较高的速度把抑制剂带出井筒。

（2）用隔热油管或加热器提高井筒温度也可以防止水合物的生成。

（3）据国外文献资料可知，向盐腔中注入特殊的覆盖介质可防止剩余卤水中水蒸气蒸发而与天然气混合，从而起到抑制作用并形成水合物。

（4）一旦水合物在井筒中生成，用热气体加热油管可使水合物部分融化，然后进行降压放喷可清除水合物。

（5）系统在低压下操作，在经济上不可行，只是作为消除某些区段上已生成水合物阻塞时，偶尔采用的办法。

（6）将气体加热，曾在储气库中使用过，但没能推广，原因是这种方法在维护上不方便，且工作时不可靠；但若能研制成简单而又可靠的设备时，该法不失为一种理想的方法。

（7）注入水合物生成的抑制剂，主要有甲醇、二乙二醇醚及卡比醇。目前甲醇是预防水合物生成的有效试剂，但主要缺点是甲醇有毒、易挥发、易燃且价格昂贵，尚无便宜的再生方法。

在实践中，为了防止水合物形成，广泛应用甲醇、二甘醇和氯化钙的水溶液，有时还采用液烃、表面活性剂、地层水、各种防冻剂的混合物，如甲醇加氯化钙溶液等。

第八章　地面工艺及主要设施

第一节　储气库地面工艺及设施

一、配套建设工程范围

盐穴地下储气库地面配套建设工程按区域划分通常可分为：输气干线、注采气站、集输系统、造腔采卤站、变电所和生活辅助设施等6个部分。

按其地面工艺附属站场可分为：首站分输站（简称“分输站”）、截断阀室、注采气站、造腔采卤站、变电站、集配气阀组（或集气站）、井场、阴保站等。

（一）输气干线

输气干线工程建设内容包括首站分输站、分输站至储气库的输气管道（通常称为输气干线）和截断阀室等配套设施。

1. 首站分输站

首站分输站系指用于实现输气主干线和储气库相接壤的分输站，通常位于输气主管道分输站附近或与输气主管道的分输站联合建设。

主要工艺流程为：

（1）注气时，从上游输气主干线来的天然气，经分输站计量后，由输气干线输至储气库。

（2）采气时，由储气库通过输气干线返输至分输站，经分离、计量后，进入主干线管道。

同时分输站至储气库的管道上设有收发球清管设施。

2. 截断阀室

为便于输气管道维修，缩短放空时间，减少放空损失，降低管道事故危害；则输气管道需根据规范要求设施截断阀室，实现干线截断和两端放空功能。

（二）注采气站

注采气站为储气库工程的核心站场，包括进站（含清管设施）阀组、注气装置、采气装置（含调峰采气装置和应急加药采气设施）、辅助系统（含消防系统、空压站、阴保站、变配电室、控制系统和综合值班室等配套设施）。

主要工艺流程为：

（1）注气时，分输站来的天然气进入注气装置，经分离、增压后由进出站阀组分配至各集配气阀组（或集气站、或单井），经集输系统注入各单井的盐腔中储存。

（2）采气时，各单井采出天然气，经调压、分离、脱水（或加药）后经输气干线管道输至分输站，由分输站进入输气主干线。实现为主干线市场调峰。

（三）集输系统

集输系统是指注采气站（或造腔采卤站）到各注采井的地面配套系统。其范围包括：井场、集配气阀组（或集气站）、天然气集输支干线和集输支线管道、各单井注水和排卤管

道、通信和电力线网等配套设施。

主要工艺流程：

（1）注气时，由注采气站来的天然气，经集输支干线输至集配气阀组（或集气站），再由集输支线分别输到各单井，经计量后注入各盐穴盐腔中储存。

（2）采气时，各单井采出天然气经调压、分离、计量后进入集配气阀组（或集气站），再由集输支干线输至注采气站。

造腔阶段，造腔采卤站来的淡水经集输系统的各淡水管道输至各造腔井口注入地下，各井口采出卤水经卤水管道输至造腔采卤站。

（四）造腔采卤站

造腔采卤站包括：取水和输卤系统、淡水系统、卤水系统、注油系统等配套设施。造腔采卤站一般同注采气站合建。

主要工艺流程为：

（1）由取水系统来的淡水首先进入淡水罐缓冲，再由泵增压后进入高压阀组，经分别计量后输往各单井。

（2）各单井返回的卤水经单井计量后通过低压阀组进入卤水罐缓冲，合格卤水经泵加压、计量后送往下游用户。

（五）变电所

变电所包括：350/10kV（或110/10kV）变电所、变电所外线等配套设施。变电所一般同造腔采卤站或注采气站合建。

（六）生活辅助设施

生活辅助设施包括：综合办公室、食堂、倒班宿舍、维修站、车库等生活辅助设施。

二、站址选择及布置

（一）站址选择原则

（1）严格执行国家、地方现行标准和规范，符合当地城镇建设规划。

（2）站场应避开发震断层、自陷区、地震基本烈度为Ⅳ度及以上等不良地质地区。

（3）注采站和造腔采卤站尽量靠近注采气井，节约能源，减少工程投资。

（4）站址具备必要的道路交通条件，周边应能提供良好的社会依托条件和安全生产环境。

（5）站址有适宜的地形地貌条件，节约用地，尽量利用荒地劣地。

（6）站址留有足够用地面积和可能发展扩建的用地面积。

（7）满足防火、环境保护、安全卫生及防震要求，方便职工生活，创造良好的生产、生活环境。

（8）站址少拆迁或不拆迁建（构）筑物。

（二）站场总平面布置设计原则

（1）遵循现行国家设计规范，满足工艺流程要求，功能分区明确，方便生产管理，有利安全疏散。

（2）结合场地地形和地质条件，紧凑布置，建（构）筑物能合建尽量合建，减少占地面积。

（3）储气库首站分输站尽量与主干线分输站合建。变电所和造腔采卤站尽量与注采气站合建。

（4）站场一次规划、分期建设，合理预留发展用地。

（5）站场场区竖向设计应满足防洪设计要求。做好防洪排涝及雨水排放系统的设计。优化竖向设计，减少土石方工程量。

（6）注重风频、风向、朝向，绿化美化站容，减少环境污染，保护环境。

（7）适应三废排放及防噪音的设计要求。

三、基础数据

（一）气象水文地质参数

气象水文地质参数包括：①气象条件；②区域地质及水文地质概况。

（二）盐穴储气库与干线

盐穴储气库与干线（分输站、或进站阀组）交接口处的有关基础参数（市场部门提供）如下。

（1）天然气组成。

（2）压力。

①应急工况：应急供气时，天然气到达交接处的压力。

②正常调峰工况：不同阶段交接处天然气的压力。

（3）流量。

①注气排卤工况：考虑新腔注气排卤的注气流量要求。

②调峰工况：正常调峰工况市场部门对注气、采气流量要求。

③应急工况：应急状态下，市场部门对采气流量和应急天数的要求。

（三）盐穴注气、采气井口基础数据

盐穴注气、采气井口基础数据（开发地质提供）有：

（1）采出天然气的组成，一般采出气的组成同原料气组成。

（2）注气、采气到达盐穴井口采气树处的压力范围：①正常工况压力；②应急工况压力。

（3）注气、采气到达各盐穴井口采气树处的温度范围。

（4）单井注采气量范围。

（5）盐腔的工作压力范围。

（6）盐腔的温度范围。

（7）采气工况下，单个腔体连续采出天然气到达采油树处的压力与温度的对应关系。

（8）单个腔体采出天然气气量与压差的对应关系。

（9）各单井采出天然气压降限制。

（四）造腔地面配套部分基础数据

（1）单井注水量，一般为 30～120m^3/h，建槽期及造腔初期注水量较小，后期逐渐增加并达到稳定。

（2）注水压力范围，一般注水压力的大小随着注水量、采出卤水浓度的增加而增大。

（3）采出卤水浓度。

（4）柴油的注入流量及压力。

（五）注气排卤有关基础数据

（1）盐穴净体积。

（2）每日采卤时间，一般为 21h 采卤、3h 用于反冲洗。

（3）卤水井口出口压力范围。

（4）卤水流率，一般为 100m^3/h。

（5）注入天然气到达井口的压力范围。

（6）单腔注气流率：一般为 16000 标准 m^3/h。

（六）注油和退油有关设计参数

（1）注油量（m^3/单腔）。

（2）退油量（m^3/单腔）。

（3）注油、退油速率（m^3/h）。

（七）参考的地下建设工程基础数据

（1）储气库建设规模及溶腔建设方案。

（2）根据造腔模拟预测单腔建造时间，一般为 3 年左右。

第二节　注采气站及主要工艺

一、注采气站的组成

注采气站包括进出站阀组（含清管系统）区、分离区、压缩机组区、空冷器区、燃料气区、放空区、主控室、辅助区和综合值班室。辅助区包括空压站、阴保站、消防系统、变配电室等设施。

如果造腔采卤站与注采气站合建，则站内还包括造腔采卤站、变电所等配套设施。图 8－1 给出了典型的盐穴储气库注采气站站场布置图。

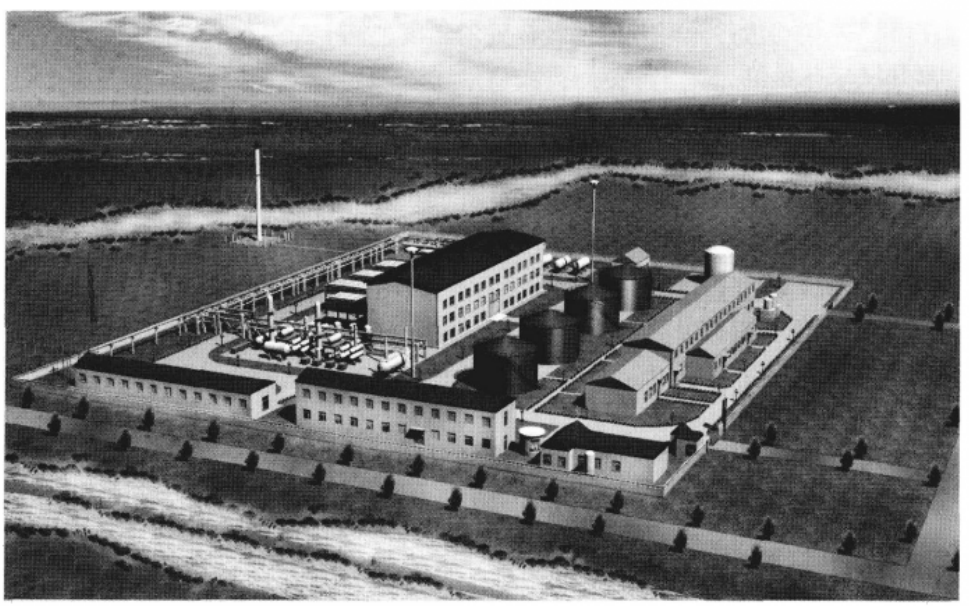


图 8－1　注采气站平面布置图

二、注采气规模的确定

注采气规模的确定原则：

（1）充分考虑地下盐腔库容量的建设进度和各阶段建设的总库容，合理确定地面工程建设进度。

（2）满足市场对储气库正常调峰气量和应急供气量的需求。

（3）根据排卤造腔后期对注气的需求，确定合理的总注采气规模。

（4）结合现场情况和注采气装置投产进度的实施要求，合理确定站场方案及注气站的注采气规模。根据具体情况注采气站可采用单站或双站方案。

（5）充分发挥盐穴地下储气库单井注气、采气的能力。

根据储气库运行工况分析结果进行综合分析，最终确定注采气站的总规模和集输系统输气能力，以及站场注采气规模的配置方案。

三、压缩机选择

（一）选择原则

（1）为确保注气设备操作方便、灵活、安全、可靠地合理运行，注气压缩机应优先选择往复式压缩机。

（2）综合分析各种机组配置方式，选配机组达到适用、经济、操作维护方便、可靠性高的目的。

（3）所配置机组能满足不同阶段注气工况的要求，使压缩机在较高效率区域工作，并考虑对注气量变化的适应性。

（4）为保证机组可靠运行，采用国外引进机组。

（二）压缩机组配置方案

压缩机组是注采气站的核心，压缩机组配置的合理性将直接影响工程投资和运行的效益及稳定性。同时所配置机组应能满足不同阶段注气工况和必要的调风采气后增压工况以及倒库等需求。

（三）压缩机驱动机型式比选

注气压缩机主要采用燃气发动机和电机驱动。从技术上讲，无论采取哪种驱动方式均能满足注气工艺工况的需要。

在运行管理方面，电机驱动与燃气发动机驱动相比，具有运行可靠、管理简单、维护工作量小、维护费用低等优点。但由于电机驱动对地方电网带来的波动较大，且基本电价费用较高，运行费用高。燃气发动机设备一次性投资较高。

从能源消耗方面，采用电机驱动耗电量大；采用燃驱储气库用气比较便利，气价比较稳定。

方案的最终确定主要取决于注气站的现场条件，以及各项技术经济指标对比结果。

（四）注采气工艺

盐穴地下储气库注采气工艺过程分为注气和采气两个过程。

注采气工艺单元包括：主干线分输站至储气库的输气干线（含分输站、线路阀室、输气管道）、注采气站进站阀组、注气装置、采气装置、井场、集配气阀组（或集气站）及集输管网、火炬放空系统等。

1. 总工艺流程

总工艺流程按注采双向考虑，除注采气站注采工艺为单向流程外，主干线分输站与储气库连接部分、输气干线、井场、集配气阀组（或集气站）及集输系统均采用注采双向功能。

下面以金坛储气库的典型范例说明盐穴储气库注采工艺过程。

注气过程：从分输站来的干气，经计量、通过输气管道输至金坛储气库的西注采气站的进出站阀组，分成两路，一路进西站注气装置，另一路经干气联络线进东站注气装置。在注气装置中，干气经压缩机增压后，经进出站阀组的分配器分别输送至各集配气阀组，由集配气阀组经集输管网分别送至各注采气井井场，经计量后注入盐穴中储存。

采气过程：各井口来气在井场经节流、分离、计量后出井场，通过集输管网分别送至集配气阀组，由集配气阀组再输至东、西两站的进出站阀组，然后进入采气装置。在采气装置中，天然气先经三甘醇脱水或应急加药后外输，东站干气经干气联络线送入西站阀组与西站干气统一通过输气干线输送至镇江分输站进入西气东输管道。

东、西注采气站之间设一条湿气联络线和一条干气联络线，满足东、西注采气站与各自所辖井位互相匹配操作。

输气干线、湿气联络线、集输管网均设清管设施，以保证管线输送效率。

注采气站、集配气阀组、井场及集输管网的放空统一在东、西两个注采气站设置放空管，以避免过多的放散点。

井场、集配气阀组、集输管网、东、西两个注采气站的注采装置、干、湿气联络线、输气干线等各单元间均设置紧急关断阀或电动阀门，以确保系统的安全运行。

2. 各单元工艺流程

1）注气装置

从镇江分输站来的天然气首先进入旋流分离器除去尘粒等机械杂质，再经过滤分离器滤掉细小颗粒杂质后进入注气压缩机进行增压。压缩后的天然气经空冷器冷却，进入进出站阀组的分配器，由分配器经集输管网输至各井场，经计量后注入地下腔体储存。

2）采气装置

采气脱水装置流程：由各井场来的湿气，首先节流，再进入过滤分离器，分离出液滴及杂质。分离后的湿气从甘醇吸收塔底部进入，贫三甘醇由吸收塔顶部注入，在塔内自下向上流动的湿气，与在塔内自上向下流动的贫甘醇进行接触，天然气中的水蒸气大部分被贫三甘醇吸收，干燥后的天然气经捕雾器由塔顶排出，进入干气—贫甘醇换热器，干气换热外输，贫三甘醇冷却后进塔。

来自吸收塔底部的富三甘醇通过流量调节阀压力降低，进入再生塔的冷凝段，被塔内的水蒸气预热后，进入闪蒸罐，闪蒸出的气相进入燃料气系统，罐底富三甘醇经机械过滤器和精密过滤器后进入贫—富三甘醇换热器，富甘醇换热进入再生塔，富三甘醇内水分被蒸出，水蒸气向上经冷凝段，使少量被夹带的三甘醇冷凝下来后，从塔顶排出进入焚烧炉。

再生后的贫三甘醇经贫—富三甘醇换热器换热，进入贫三甘醇缓冲罐，再经增压泵增压，进入干气—贫甘醇换热器。

3. 工艺技术特点

（1）注气压缩机采用并联操作的往复式压缩机，可满足进气压力在一定范围内变化；两站联合运行可满足流量在一定范围内变化。

（2）调峰采气采用三甘醇脱水装置，应急采气时采用节流调压阀阀制冷工艺，充分利用井口压力能，对适应气体流量变化具有一定的灵活性，易于控制操作参数，运行平稳可靠。

第三节　造腔采卤站工艺

一、造腔采卤站规模确定

根据盐穴储气库地下工程造腔进度安排确定采卤站的规模。

为了加快造腔进度，通常将拟造腔井进行分组，每阶段同时有两组井参与造腔，一组注淡水、另一组注未饱和卤水。如第一批井为A、B两组，A组井注入淡水，B组井注入A组井采出未饱和卤水。

根据不同阶段A+B组的组合以及各单井的注水梯度变化，综合分析最终确定采卤站的规模及注水泵的配置。

二、造腔采卤站工艺

盐穴地下储气库造腔采卤工艺包括：取水和输卤工艺、注水工艺、采卤工艺、注油工艺、注气排卤工艺、注油和退油工艺等。

造腔采卤工艺单元包括、取水单元（含取水泵房、阀室、输水管道）、采卤站进出站阀组、注水泵房、淡水和卤水罐区、注油罐区、井场、注水采卤集输管网等。

三、主要工艺流程

造腔采卤站主要工艺流程为：

（1）从水源地（河流或湖水等）取水，经取水泵升压，通过输水管道送至造腔注水站内的淡水储罐进行缓冲、沉降；

（2）然后依靠罐本身静水压将水输送至淡水注水泵进口；

（3）经淡水注水泵升压至高压阀组进行分配、控制、调节和计量后，由高压注水管路输送至A组注水井口；

（4）从A组井口返出卤水经低压回水管网输送至造腔注水站内；

（5）在低压阀组进行分配、控制、调节、计量和取样分析后，根据卤水含盐量多少决定卤水不同去处。

①当含盐达标（一般超过285g/L）时，直接外输至附近盐化企业储卤水池。

②当含盐未达标（一般低于285g/L）时，未饱和卤水进入未饱和卤水储罐，经未饱和卤水注水泵升压至高压阀组分配、控制、调节和计量后，由高压注水管路输送至B组注水井口，从B组井口返出卤水经低压回水管网输送至造腔工艺区内低压阀组进行分配、控制、调节和计量后，卤水外输至附近盐化企业储卤水池。

注水造腔工艺原理流程见图8－2。

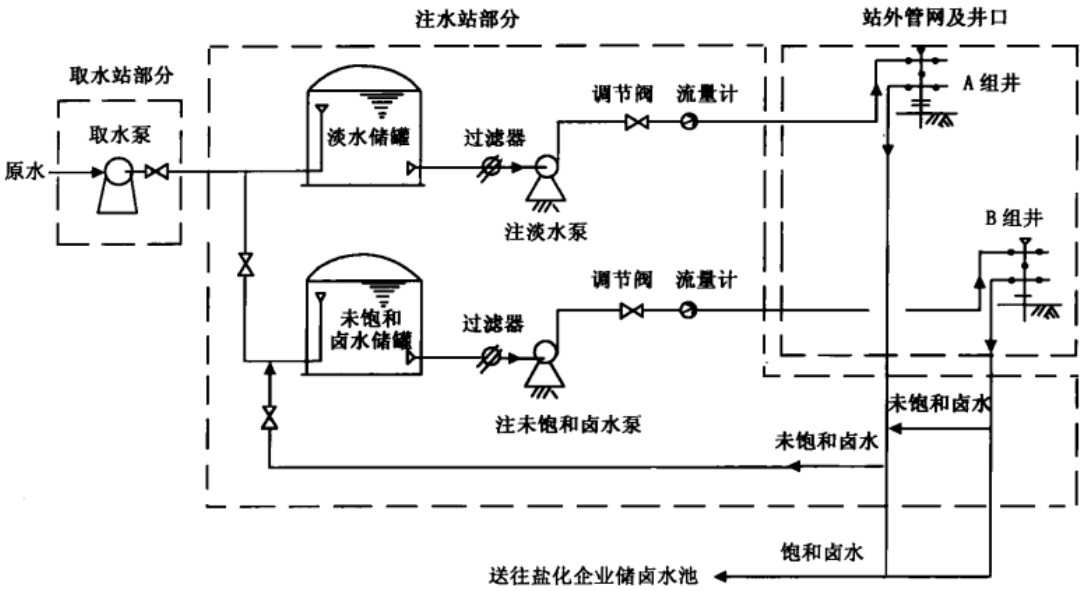


图 8－2　注水造腔工艺流程图

第四节　自动化控制

一、自动化控制系统组成及功能

盐穴地下储气库自动化控制（简称“自控”）系统包括：储气库注采气监控与数据采集（简称“SCADA”）系统、主干线分输站控制系统增容、储气库造腔采卤站控制系统 3 个部分。

储气库注采气部分采用 SCADA 系统操作方式来实现地下储气库井场、注采气站生产管理的网络化和数字化，以最终实现储气库生产管理安全、可靠，以及有人值守、少人操作的目的。系统由储气库管理中心监控系统、站控系统、井场远程终端单元及数据传输网络等构成。

二、自动控制水平

根据储气库注采气井生产设施分散和注采气站管理操作集中的特点，储气库注采气部分自控系统采用监控与数据采集系统（SCADA），由储气库管理中心对库区内各种工艺生产设施进行统一监控管理。

注采气部分 SCADA 系统分四级控制管理结构，即储气库管理监控级（储气库管理中心）、注采气站操作监控级（注采站站控系统）、站场数据采集控制级和井场采集控制级井口远程终端。

储气库管理中心一般设在注采气站站内，管理中心监控管理注采气站和各注采气井的生产运行。

注采气站内设有生产过程控制系统、安全仪表系统、火气报警系统等以实现对安全生产的监控管理。

在各个井场设远程终端单元（RTU），即将井口工艺参数上传至储气库管理中心，并接受管理中心主计算机的指令，对气井进行远程操作。

造腔地面配套部分采用一套可编程控制器（PLC）自成系统，独立完成造腔地面配套工艺的生产管理，储气库管理中心不对其进行监控管理。

储气库管理中心、注采气站站控系统及井口远程终端通过通信网络集成一个综合性控制系统，并根据操作终端不同的级别授予不同的数据查询和操作管理权限。

三、主要检测控制方案

注采控制系统通过对工艺过程参数的监视、调节、报警连锁实现生产的安全平稳运行。

（1）干气进、出注气装置的管线上设置紧急切断阀，即在紧急情况下能远程关断该切断阀。

（2）燃料气来气管线上设置紧急切断阀，该阀与调压后压力连锁，一旦调压阀出现故障时，能自动关断该阀。

（3）压缩机及导热油炉用燃料气管线设置调压阀，经两级调压，使阀后压力达到规定范围。

（4）生活辅助设施用燃料气管线上设置调压阀，经调压后使阀后压力达到食堂用气压力。

（5）湿气进采气装置的管线上设置紧急切断阀，火灾情况时自动关断此阀，其他事故情况时远程遥控关断此阀；同时连锁关断采气装置出口管线上的电动阀，切断装置与外部联系。

（6）湿气进采气装置管线上设置节流阀，保证采气装置的操作压力波动较小。

（7）过滤分离器上设有液位、温度和压力远传指示，低液位时报警、高压时也报警。储罐下部设气液界位开关，当气水界位达到该位置时，罐底富三甘醇线上的开关阀关闭，避免气相进入三甘醇再生系统。

（8）贫三甘醇储罐上设有液位远传指示，高低液位时报警，三甘醇塔底再沸器设液位、温度和压力远传指示及温度变送器，温度变送器与导热油进线上的温度调节阀连锁，控制塔底再沸器的温度。

（9）三甘醇闪蒸罐下部设气液界位开关，与三甘醇出口管线上流量调节阀连锁，控制进塔液体流量。罐顶设压力调节阀，保证罐内压力。

（10）井口采气生产的减压调节控制，事故时可自动或远程关井控制。

（11）气井至集配气阀组、集配气阀组至注采气站、东注采气站至西注采气站，以及西注采气站至镇江站间的注采气管线两侧均设有控制阀和压力自动检测装置，经储气库管理中心主计算机对管道两端压差进行运算监视，当压差超过设定值后进行报警并关断管线两侧阀门。

（12）注水、采卤工艺注水机组运行保护，造腔井注水流量、卤水密度检测控制。

第五节　主要设施

盐穴储气库地面工程主要设施见表8－1。

表8－1　主要工程量表

序号	项目	主要工程内容	主　要　设　施
1	注采气站	进出站阀组	进出站管汇和阀组、收发球设施等
		注气装置	分离器、压缩机组、空冷器、润滑油系统、燃料气系统等
		采气装置	分离器、三甘醇脱水及再生装置、应急采气加药系统
		辅助系统	主控室、变配电室、空压站、消防系统、火炬系统、阴保系统、值班室、围墙大门等
2	集输系统	注采气部分	井场、集配气阀组（或集气站）、集输管网及配套设施
		注气排卤部分	紧急切断系统、卤水闪蒸罐、输卤泵等配套系统
		供配电部分	井场、集配气阀组（或集气站）配电外线路等
3	输气干线	分输站扩建	含分离、计量等设施
		输气管道	分输站至储气库输气管道
		线路阀室	含紧急关断系统
4	造腔采卤系统	造腔采卤站	高、低压阀室、注水泵房、淡水罐、卤水罐、关前阀室等配套设施
		循环冷却水场	循环水泵房、凉水塔等配套设施
		取水和排卤部分	取水泵房及输水管道，储气库至附近盐化公司的输卤管道系统
		造腔注水、回水管道	造腔单井注水、回水管道
5	供电系统	350/10kV（或110/10kV）变电所	
		站外供电力线路	
6	生活辅助设施		食堂、倒班公寓、车库等生活辅助设施

第九章　金坛盐穴地下储气库建库应用与实践

金坛盐穴地下储气库是我国建设的第一座盐穴地下储气库，该储气库的建设主要是解决下游用户用气不均衡所引起的季节调峰问题，以及由于长输管道意外故障不能正常供气时的应急供气问题，以确保西气东输长输管道向下游用户安全、平稳供气。

金坛盐穴地下储气库位于江苏省金坛市西北 30km 处，距南京市 100km，距主干线镇江分输站 34.8km（图 9－1）。金坛盐穴地下储气库设在金坛盐矿区域内，库区内计划将已建的 6 口老腔和拟建的 57 口新腔作为地下储气库使用。设计总库容为 $26.38\times10^8m^3$，有效工作气量为 $17.14\times10^8m^3$，注气规模为 $900\times10^4m^3/d$，采气规模为 $1500\times10^4m^3/d$。

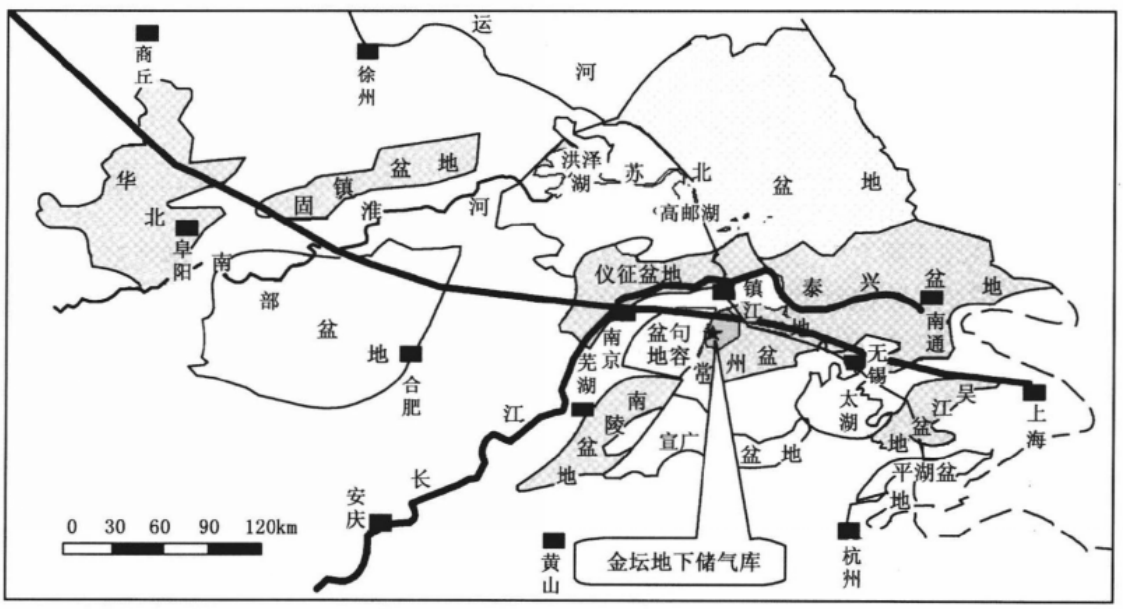


图 9－1　金坛盐穴地下储气库位置图

第一节　建库区地质特征

金坛地区的盐矿盐岩层发育于直溪桥凹陷阜宁组沉积末期，属湖盆萎缩阶段局限盐湖沉积。盐岩矿床平面形态呈肾状分布，含盐面积为 $60.5km^2$。

地层从浅到深为第四系东台组（Qd），古近系三垛组（Es）、戴南组（Ed）、阜宁组（Ef），如表 9－1 所示。主要目的层为阜宁组四段的盐岩层。

表 9－1　金坛地区盐矿钻遇地层表

地层						绝对年龄 (Ma)	地层厚度 (m)	构造运动
界	系	统	组	段	代号			
新生界	第四系	全新/更新统	东台组		Qd	23	0~78.5	三垛运动
	古近系	渐新/始新统	三垛组	上段	Es_3		58~257	周庄运动
				中段	Es_2		0~496	
				下段	Es_1			
			戴南组	上段	Ed_2	33	75~319	真武运动
				下段	Ed_1		63~340	
		始新/古新统	阜宁组	四段	Ef_4	51	53.5~315	吴堡运动
				三段	Ef_3		33.2~255	
				二段	Ef_2		51.4~236	
				一段	Ef_1	65~70	41.3~445	燕山Ⅴ幕

建库区块位于陈家庄次洼，是凹陷的主力构造单元，远离东西两组较大断裂带，地层平缓，构造较简单，区内断层很少分布（为 2 条/km^2），断距小于 10m，在平面延伸为 0.13 ~ 1.03km；对储气库影响不大。盐岩层埋深适中，顶部埋深 940 ~ 1020m，底部埋深 1140 ~ 1240m。

该区域是盐岩沉积中心，盐岩层发育，盐岩质量好。盐岩层厚度为 150 ~ 230m，分布稳定，NaCl 含量高，均在 80% 以上；水不溶物含量较低（为 14.95% ~ 24.48%），盐岩层中夹层总厚度为 22.10m，占盐岩层总厚度 11.14%。

盐岩层及泥岩夹层抗拉强度一般为 1MPa 左右；杨氏模量为 960 ~ 4300MPa，单轴抗压强度为 15 ~ 25MPa，处于中等水平；黏聚力较小，一般在 3 ~ 5MPa 之间，抗剪切能力较差；但具有良好的流变性，对于盐腔的密封性是有好处的。实验表明，金坛地区盐岩层所表现出来的岩石力学特征（强度、变形和蠕变）足以保证地下盐腔的稳定性。

盐岩层的顶板为含钙芒硝泥岩、泥岩；岩性较致密，厚度大，为 107.22 ~ 150.45m，分布稳定；顶板的含盐量及可溶性较低，分别为 9.32% ~ 25.17% 和 6.67% ~ 17.56%；顶板抗压、抗拉、抗剪强度大，自然干燥抗压强度为 18.6 ~ 44.6MPa，水饱和单轴抗压强度为 5.7 ~ 35.6MPa，抗剪强度为 28 ~ 49MPa，岩石的坚固性与稳定性好，为坚硬—半坚硬岩石。从室内岩样分析表明，顶板突破压力为 2 ~ 4MPa，盐岩层顶板封闭性好。

地面平坦，距水源近，通济河在所选区内通过，水源充足。

金坛盐矿具备了盐岩层分布稳定，盐岩层厚度大，内部夹层少，盐岩层品位高，顶板强度大，盐岩层埋深适中等有利地质条件，加上充足的造腔水源和优越的地理位置，是建设地

下储气库的有利目标。

第二节　盐腔设计与建造

一、单腔形态设计

根据地质测井、地震等资料分析，金资1井盐岩段主要分布于978.6～1169.8m，岩性以盐岩为主，含少量芒硝和石膏。顶部发育有灰色泥质粉砂岩、灰黑色含泥盐岩；中部灰白色盐岩，含灰黑色、灰绿色泥岩；底部灰绿色含泥盐岩、泥岩。盐岩层上部为含钙泥岩、钙质泥岩、泥质粉砂岩、含膏泥岩；下部底板层为的含膏泥岩层，厚度42.7m。

可用于建造库储气的盐岩地层深度跨度约为195m，为了确保地下储气库的密封性，在盐岩层顶部、底部都预留一定厚度的盐岩层，设计地下储气库盐腔高度约为135m。从稳定性的角度出发，并参考国外相关经验，初步确定盐腔最大直径为80m，盐腔几何形态如梨形，如图9－2所示。

设计盐腔顶部深度为1015m，位于生产套管鞋以下15m左右；底部深度为1150m；造腔完成后不溶物的预计深度为1120m；盐腔呈圆柱形，顶部为35m高的圆锥形，最大盐穴直径为80m；理论几何体积为376000m^3，净几何体积为253000m^3，净储气体积为248000m^3。

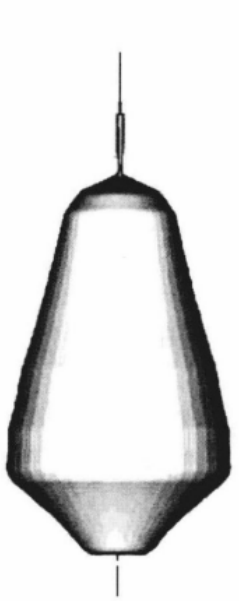


图9－2　金资1井盐穴地下储气库计算模型图

二、盐腔运行压力及对应的盐腔温度的确定

为了保证地下储气库运营的安全稳定性，应用金坛地区盐岩层现场实际的破裂压力资料，借鉴国外盐岩层地下储气库实际运行压力及设计经验，设计盐腔在正常注气采气过程中的运行压力为17～7MPa。应急期间盐腔的压力可以降低到6MPa。

根据盐矿单井井温资料，盐岩层中部温度平均约为53℃。注气末期的盐腔温度取值为53℃。盐腔采气期末的温度受到采气速度及盐腔与盐岩的热交换时间影响，当盐腔压力为7MPa时，盐腔温度不是一个定值。具体的盐腔温度受调峰周期和时间的影响有较大的变化，故暂时取35℃。

三、单腔库容参数

根据盐腔的压力、体积、温度以及注入气体的组分等参数，通过数值模拟计算，单腔的库容量为$4381\times10^4m^3$，最大工作气量为$2870\times10^4m^3$，垫气量为$1511\times10^4m^3$；在正常采气条件下的工作气量为$2550\times10^4m^3$。

四、盐腔的建造

金坛盐穴储气库设计为单井单腔，形态为梨形，顶部为50°的圆锥形。其构建分成两个

阶段完成：在第一阶段中，将采用淡水对第一组盐腔进行造腔，而第二组盐腔用第一组盐腔采出的卤水，使其达到饱和；在第二阶段中，将完成第一阶段用于卤水再循环为目的的盐腔。

盐腔的深度大约位于地面以下 1015 ~ 1150m 之间，具体应根据各个生产井所处位置盐岩层的实际深度进行调整（表 9 - 2）。

表 9 - 2　单个盐腔的造腔方案

阶段	工作内容	模式	垫层位置（m）	中间管深度（m）	中心管深度（m）
1	不溶物底坑	正向	1110 ~ 1120	1121	1150
2	盐腔主体部分	反向	1050 ~ 1070	1110	1130
3	盐腔主体部分	反向	1035 ~ 1050	1100	1120
4	盐腔顶部	反向	1025 ~ 1035	1090	1110
5	盐腔顶部	反向	1015 ~ 1025	1085	1105
6	盐腔顶部	反向	1015	1075	1100

注：各个盐腔采用相近的造腔参数。

造腔高度为 135m，共分为 3 部分：

（1）不溶物底坑，位于地面以下 1115 ~ 1150m 之间；

（2）盐腔主体部分，位于地面以下 1050 ~ 1115m 之间，直径为 80m；

（3）35m 高的顶部部分，在地面以下 1015 ~ 1050m 之间，其直径从 80m 逐渐缩减到钻孔直径。

造腔采卤管柱采用双层管柱，自下而上逐层溶漓，并使用柴油作为阻溶剂。

图 9 - 3 为金坛储气库造腔示意图。

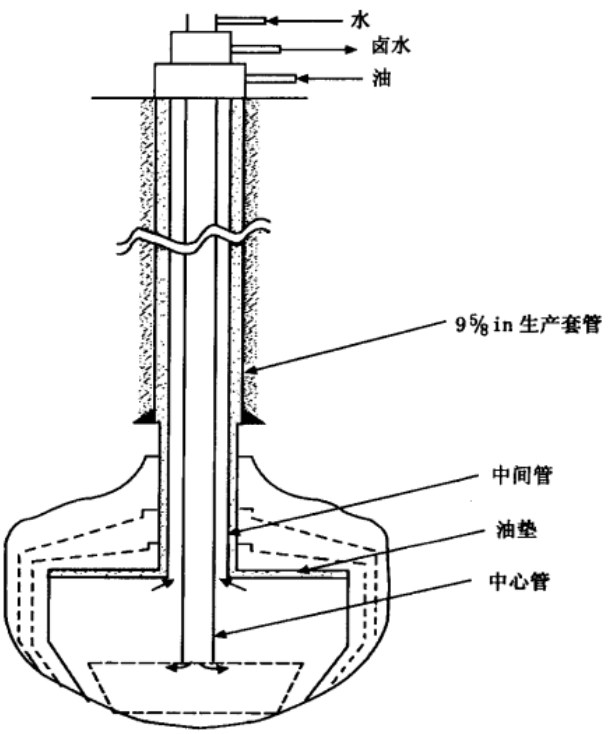


图 9 - 3　金坛地下储气库造腔示意图

第三节　建库总体规模与方案

一、建库规模

按照方案设计要求：金坛盐矿可作为地下储气库使用已有老腔共计6口井。老腔改造并测试合格后计划于2005年完成并投入运行。

根据西气东输管道公司的要求，2006年至2008年利用6口老腔进行储气调峰，并满足$500\times10^4m^3/d$的应急供气。2008年第一批8口新腔造腔完毕并开始注气排卤。2009年地下储气库参与正常调峰，并满足（1200～1500）$\times10^4m^3/d$的应急供气。为配合地下储气库的造腔建设方案，根据用户要求，金坛地下储气库将分期建设：于2005—2010年为金坛地下储气库建设一期工程；2011—2020年末为金坛地下储气库建设二期工程。

到2009年，西气东输管道满负荷运行达到$120\times10^8m^3$的规模。因此，地下储气库一期工程按照2009年满负荷运行的调峰要求设计调峰能力。二期工程应满足西气东输工程增加输气量部分的调峰要求和部分储备功能。

为了满足西气东输管道用户的调峰需要，在利用现有金坛盐矿6口老井盐腔的基础上，新建盐腔57个，设计总库容量约为$26.38\times10^8m^3$，有效工作气量约为$17.14\times10^8m^3$，地下储气库的规模及盐腔建设方案见表9－3。

表9－3　地下储气库规模及盐腔建设方案

工程建设阶段	库容量（$\times10^8m^3$）	有效工作气量（$\times10^8m^3$）	垫底气量（$\times10^8m^3$）	盐腔数量（口）
一期工程	7.981	5.085	2.896	21
二期工程	18.4	12.054	6.347	42
合计	26.381	17.139	9.243	63

二、建库方案

根据金坛盐矿地面实际情况，结合金坛盐穴地下储气库的单腔设计及稳定性设计与评价的要求，在充分考虑减少建设投资和便于储气库建设的基础上，确定了储气库的布井原则：

（1）按照整体规划，分批实施；

（2）地下服从地面；

（3）第一批井位应分布于盐岩层厚度较大的金资1井的附近区域内；

（4）在地震解释可疑断层处暂不考虑布井；

（5）对于不均匀布井，安全矿柱距离不小于280m；

（6）充分考虑安全因素，井位与已有的地面建筑（房屋、高压线）有一定的距离；

（7）考虑道路条件和水塘等，尽量减少钻前工程工作量。

（8）相对集中，便于地面配套和造腔施工。

根据以上布井原则及金坛地下储气库的总体设计要求，对57个新腔进行了整体井位部署。

金坛盐矿盐穴地下储气库采取分批实施计划，第一批新腔在2010年前实施。第一批新盐腔的造腔方案采用7+7的造腔模式，即一期需要钻新井14口。

根据金资1井的地层剖面，结合造腔需要，设计井的具体参数如下：

（1）生产套管尺寸为9⅝in，下深1000m左右；套管鞋位于盐岩层顶部以下20m左右。

（2）造腔采卤管柱采用7in中间管+4½in中心管组合。

（3）注气排卤管柱采用9⅝in×7in×4½in。

（4）注采气管柱采用9⅝in×7in。

井身结构示意图见图9-4。

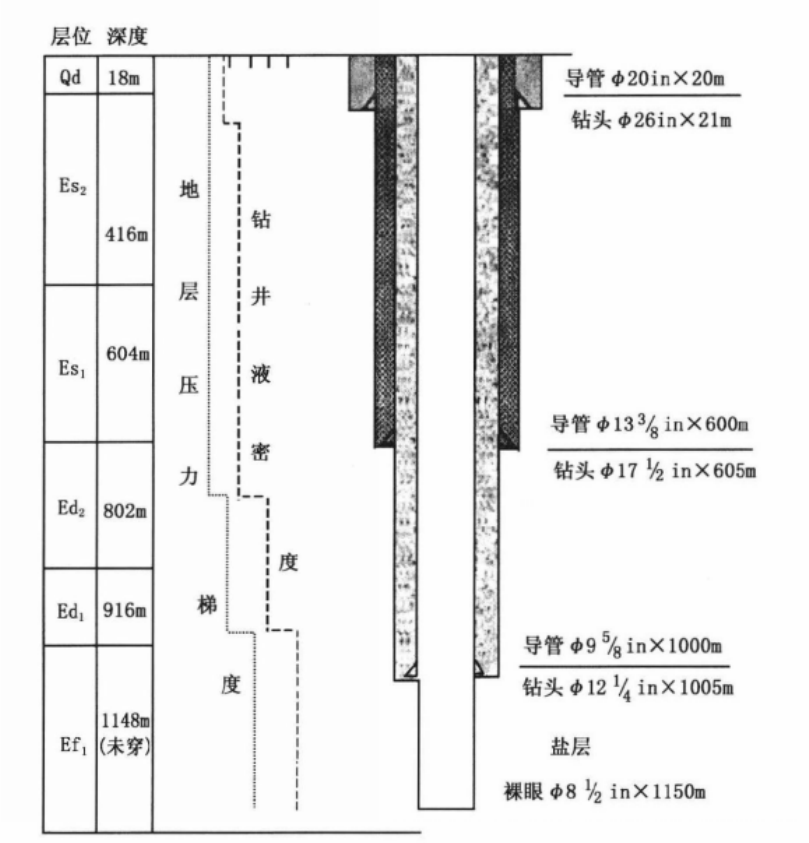


图9-4　金坛盐穴地下储气库井身结构示意图

钻井后进行气密性试验，要求在生产套管固井完成后进行。以氮气或空气为试压介质；设定测试压力为最大运行压力的105%，检查9⅝in套管鞋附近水泥的气密情况，并确定其是否符合今后地下储气库的运行要求。

第四节　项目实施效果

一、工程建设进程

2004年4月，利用金坛盐化公司的老腔改造地下储气库开始施工；2007年9月进行了

最后一道工序——不压井作业。完成了5口老腔的改造工作，形成库容为$1.07\times10^8m^3$，工作用气$5000\times10^4m^3$。

2005年1月，为探索盐穴造腔工艺技术，获取造腔设计参数，利用金资1井开始造腔先导性试验，金坛地下储气库造腔工程开工。

2005年5月开始第一批14口新腔的钻井，于2006年8月完钻，总进尺为1.653×10^4m，井身质量达到建库要求。

2005年10月开始西注采气站的工程建设，2006年4月主体工程完工，注气能力为$240\times10^4m^3/d$，应急采气能力为$1200\times10^4m^3/d$。2007年2月1日，金坛盐穴地下储气库正式注气投产。

2005年11月开始镇江分输站到金坛地下储气库西站输气管线建设。2006年3月全线贯通，形成$3000\times10^4m^3/d$的天然气输送能力。

2006年10月东注水站主体工程、110/10kV变电所完工，形成了$1000m^3/h$的注水能力，安装运行注水泵4台，还有6台待安装。

2006年11月与法国Geostock公司合作，开始14口新井造腔工程建设，2007年完成造腔$15.6\times10^4m^3$，2008年完成造腔$38\times10^4m^3$，2009年（截止4月20日）已完成造腔$15.64\times10^4m^3$，总累计造腔$82.25\times10^4m^3$。盐腔形态发展与设计基本吻合，造腔工程处于受控状态。

2007年9月西注采气站实现采气功能，利用5口老腔，具备$300\times10^4m^3/d$的应急供气能力，金坛地下储气库正式投入到应急调峰的行列。

2008年对原钻井实钻资料和地震解释资料进行了重新解释，对库区地质情况有了进一步的认识，并利用新的解释成果确定了新增9口井井位，完成了有关9口井的地面、地下工程初步设计和概算编制，并经过了中国石油天然气股份有限公司的审查，待批。

2008年11月，金坛地下储气库通过国家组织的安全设施竣工验收。

二、实施效果

5口老腔改造成功后，形成库容$1.07\times10^8m^3$、工作用气$5000\times10^4m^3$的能力。在2008年夏天的迎峰度夏和上游111阀室停产改造中起到了很大的作用。目前，井腔压力保持稳定，各项运行参数正常，注气采气灵活，生产平稳，充分体现出了盐穴地下储气库的优势。

两年多的盐穴开发建造过程，摸索并积累了许多实践经验，并取得了3项成果：一是引进消化法国造腔工艺技术和造腔软件，可以使用造腔软件对造腔过程进行模拟和修正，造腔工作得到全面展开；二是引进并掌握了盐穴声纳检测设备和技术，能够独立开展盐穴形态的声纳测量工作；三是掌握了正循环注水造腔工艺与控制技术，盐穴形态和质量处于可控状态。

在工程建设过程中，掌握了盐穴地下储气库的建设程序（包括技术方面和管理方面），并掌握了多项地下储气库建设关键技术，包括盐腔气密性试压技术、注气排卤不压井作业技术、声纳检测技术、盐腔模拟技术、噪声治理技术等。

三、注采气生产运行状况

（一）生产运行能力

5口老腔改造成功后，地下形成库容为$1.07\times10^8m^3$、工作用气为$5000\times10^8m^3$的能力，

地面建成了日采气能力为 $300\times10^4m^3/d$、注气能力为 $240\times10^4m^3/d$，应急采气能力为 $1200\times10^4m^3/d$。

老腔套管鞋位置运行设计工作压力范围为 7.05～14.5MPa，最优运行压力范围为 11.05～14.5MPa。

（二）注采气完成情况

自 2007 年 2 月 1 日西注采气站投入运行以来，包括注气排卤和采气系统调试在内共进行了 7 轮注气、采气生产，累计注气 $1.7429\times10^8m^3$，累计采气 $0.7318\times10^8m^3$。

（三）供气情况

自 2008 年 1 月 1 日正式向金坛市分输供气，截至 2009 年 4 月 20 日，已累计向金坛港华燃气公司供气为 $1515.379\times10^4m^3$。其中 2008 年供气为 $992\times10^4m^3$，目前每天供气约为 $5\times10^4m^3$。

参 考 文 献

班凡生等．盐穴储气库水溶建腔数值模拟研究［J］．地下储气（油）库工程技术国际研讨会，2008.

班凡生等．岩盐地下储气库水溶建腔的基本原理及影响因素研究［J］．天然气地球科学，2006，17（2）．

班凡生等．岩盐品位对岩盐地下储气库水溶建腔的影响［J］．天然气工业，2006，26（4）．

班凡生．盐穴储气库水溶建腔优化设计研究［D］．北京：中国科学院研究生院，2008.

曹琳等．盐穴地下地下储气库注采热工性能模拟［J］．天然气工业，2005，25（8）．

测井学编写组．测井学［M］．北京：石油工业出版社，1998.12.

陈锋，杨春和，白世伟等．盐岩地下储气库蠕变损伤分析［J］．岩土力学，2006，27（6）．

陈卫忠，伍国军，戴永浩等．废弃盐穴地下地下储气库稳定性研究［J］．岩石力学与工程学报，2006，25（4）．

地质监督与录井手册编辑委员会．地质监督与录井手册［M］．北京：石油工业出版社，2001.8.

丁国生，谢萍．西气东输盐穴地下储气库库容及运行模拟预测研究［J］．天然气工业，2006，26（10）．

丁国生，张保平，杨春和等．盐穴地下储气库溶腔收缩规律分析［J］．天然气工业，2007，27（11）．

丁国生．国内外地下地下储气库现状与发展趋势［J］．国际石油经济，2002，26（6）．

丁国生．金坛盐穴地下储气库单腔库容计算及运行动态模拟［J］．油气储运，2007，26（1）．

丁国生．金坛盐穴地下地下储气库关键技术综述［J］．天然气工业，2007，27（3）．

加拿大标准协会．CSA Z2341. 地下碳氢化合物储库标准［S］．加拿大，2002.

郭彬，房德华，王秀平等．国外盐穴地下天然气储气库建库技术发展．断块油气田，2002，9（1）：78～80.

郭彬，房德华，王秀平等．国外盐穴地下天然气地下储气库建库技术发展［J］．断块油气田，2002，9（1）．

郝敏等．长输管道内天然气水合物形成的预测［J］．化工进展，2006，25（1）．

何爱国．盐穴储气库建库技术．天然气工业，2004，24（9）：122～125.

何爱国．盐穴地下储气库建库技术［J］．天然气工业，2004，（9）．

贺少辉．地下工程［M］．北京：清华大学出版社，2006.

黄海．地下地下储气库储气量的校核［J］．石油规划设计，2001，12（1）．

匡文忠．地震勘探原理［M］．四川成都：电子科技大学出版社，1993.12.

李长俊，杨宇．天然气水合物形成条件预测及防止技术［J］．管道技术与设备，2002（1）．

李建中．利用岩盐层建设盐穴地下储气库［J］．天然气工业，2004，24（9）．

李克向．实用完井工程．北京：石油工业出版社，2002.

李克向．实用完井工程［M］．北京：石油工业出版社，2002.

李庆忠．走向精确勘探的道路—高分辨率地震勘探系统工程剖析［M］．北京：石油工业出版社，1994.5.

李银平，蒋卫东，刘江等．湖北云应盐矿深部层状盐岩直剪实验研究［J］．岩石力学与工程学报，2007，26（9）．

李银平，刘江，杨春和等．泥岩夹层对盐岩变形和破损特征的影响分析［J］．岩石力学与工程学报，2006，25（12）.

梁卫国，徐素国，刘江等．金坛地下储气库岩盐蠕变特性及其实用本构研究［J］．辽宁工程技术大学学报，2007，26（3）.

刘新荣，鲜学福，马建春等．三轴应力状态下岩盐力学性质实验研究［J］．地下空间，2004，24（2）．

美国石油学会．API RP1114. 地下地下储气库盐腔设计及盐腔作业［S］．美国，1994.

邱贤德，姜永东，阎宗岭等．岩盐的蠕变损伤破坏分析［J］．重庆大学学报，2003，26（5）．

邱贤德，邵明康，张兰等．岩盐流变特性与工程应用［J］．研究中国井矿盐，2004，35（6）．

孙建孟，王永刚．地球物理资料综合应用［M］．山东东营：石油大学出版社，2001.9.

谭羽飞，曹琳．盐穴天然气地下地下储气库运行过程的关键技术问题［J］．管道技术与设备，2006，19（3）．
谭羽飞等．盐穴地下储气库动态注采过程的数学模型及应用［J］．煤气与热力，2000，20（2）．
谭羽飞等．国外天然气地下地下储气库的数值模拟研究［J］．天然气工业，1998，18（6）．
谭羽飞等．天然气地下地下储气库技术及数值模拟［M］．北京：石油工业出版社，2007.
田中兰，夏柏如．盐穴储气库造腔工艺技术研究［J］．现代地质，2008，22（1）．
万仁溥，罗英俊．采油技术手册．北京：石油工业出版社，1992.
万仁溥，罗英俊．采油技术手册［M］．北京：石油工业出版社，1992.
万玉金．盐层储气库溶腔形态控制模拟技术研究［D］．北京：中国地质大学，2005.
王清明．盐矿床与勘察［M］．北京：化学工业出版社，2007.7.
王思敬等．地下工程岩体稳定分析［M］．北京：科学出版社，1984.
王芝银，李云鹏，岩体流变理论及其数值模拟［M］，科学出版社，2008.
魏东吼，屈丹安．西气东输金坛盐穴地下地下储气库标准体系的形成与发展［J］．中石油工业技术监督，2007，(3).
魏东吼，屈丹安．盐穴型地下储气库建设与声纳测量技术［J］．油气储运，2007，26（8）．
魏东吼．金坛盐穴地下储气库造腔工艺技术研究［D］．北京：中国石油大学，2008.
武雪红．盐穴天然气地下地下储气库运行管理综述［J］．天然气与石油，2008，26（4）．
邵保平，赵阳升．层状盐岩溶腔地下储气库长期运行稳定性研究［J］．地下空间与工程学报，2007，3（8）.
谢和平，陈忠辉．岩石力学［M］．北京：科学出版社，2004.
杨春和，李银平，屈丹安等．层状盐岩力学特性研究进展［J］．力学进展，2008，(4)．
杨春和，李银平．互层盐岩体的 Cosserat 介质扩展本构模型［J］．岩石力学与工程学报，2005，23（12）．
杨春和，曾义军，吴文等．深层盐岩本构关系及其在石油钻井工程中的应用研究［J］．岩石力学与工程学报，2003，22（10）．
杨广荣等．物质平衡法计算天然气地下地下储气库的库容量［J］．天然气工业，2003，23（2）．
杨伟等．国内外地下地下储气库现状及发展趋势［J］．油气储运，2007，26（6）．
尹学源．地下地下储气库盐穴及盐层固井技术［J］．石油钻采工艺，2007，29（1）．
英国标准化委员会．EN 1918. 地下储气库标准［S］．英国，1998.
于万祥，武金坤．井控技术．北京：石油工业出版社，1993.
于万祥，武金坤．井控技术［M］．北京：石油工业出版社，1993.
袁光杰，申瑞臣，袁进平等．盐穴储气库密封测试技术的研究及应用．石油学报，2007，28（4）：120－121.
袁光杰，申瑞臣，袁进平等．盐穴储气库密封测试技术的研究及应用石油学报，2007，28（4）.
邹才能，张颖等．油气勘探开发使用地震新技术［M］．北京：石油工业出版社，2002．9.
中华人民共和国国家标准编写组．GB/T50226—99 工程岩体试验方法标准［S］．北京：中国计划出版社，1999.
中华人民共和国行业标准编写组．SL264—2001 水利水电工程岩石试验规程［S］．北京：中国水利水电出版社，2001.
Berest P，Brouard B，Durup J G. Tightness test s in salt cavern wells［J］. Oil &Gas Science and Technology，2001，56（5）.
Berest P，Brouard B，Durup J G. Tightness test s in salt cavern wells . Oil &Gas Science and Technology，2001，56（5）：451～469.
BITTKOW P，RIECHEL M，RU HRGAS A G. Man2agement of a complex cavern storage facility for naturalgas［J］. SPE Annual Technical Conference and Exhibition，1997（10）.

BITTKOW P, RIECHEL M, RU HRGAS A G. Man2agement of a complex cavern storage facility for naturalgas . SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 528 October 1997, San Antonio, Texas.

Cristescu N, Paraschiv I. Creep and creep damage around large rectangular – like caverns.

Mechanics of Cohesive – Frictional Materials. 1996, (1) .

Dr Vladimir Onderka, Czech Republic, 2006 – 2009 triennium work report October 2009 working committee 2: storage, 24RD World Gas Conference Argentina 2009, 5 – 9 October.

Rock Characterization Testing and Monitoring, ISRM Suggested Methods [S] .

Thoms R L, Gehle R M. A Brief History of Salt Cavern Use, 2000.